



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

Facoltà di Economia
Dipartimento di Management

TESI DI DOTTORATO DI RICERCA
in
SCIENZE MERCEOLOGICHE
XXIV CICLO

ALCUNE CONSIDERAZIONI
SULL'ECONOMIA DEL PETROLIO

RELATORE

Prof. FABRIZIO D'ASCENZO

COORDINATORE CENTRALE

Prof. FABRIZIO D'ASCENZO

DOTTORANDO

Dott. FRANCESCO CRENCIA

Matricola 1236644

ANNO ACCADEMICO 2010-2011

RINGRAZIAMENTI

*Carlo Amendola
Fabrizio D'Ascenzo
Roberto Ruggieri*

Sommario

INTRODUZIONE	4
CAPITOLO 1.....	6
IL PETROLIO: MATERIA PRIMA ENERGETICA	6
1.1. Il problema energetico	6
1.2. Il petrolio	10
1.3. Composizione del petrolio: gli idrocarburi.....	11
1.3.1. Il carbonio.....	14
1.4. Fasi di trasformazione della sostanza organica in petrolio.....	17
1.5. I giacimenti petroliferi	22
1.6. Ricerca ed estrazione	24
1.6.1. Sistemi di analisi del terreno	24
1.6.2. Tecniche di perforazione nel sottosuolo: lo scalpello	27
1.6.3. Tecniche di perforazione in mare: le piattaforme.....	29
1.6.4. Produzione di petrolio dai giacimenti marini	31
1.7. La lavorazione del petrolio greggio.....	32
1.7.1. La trasformazione o conversione.....	34
1.7.2. Purificazione delle frazioni di petrolio	35
1.8. I prodotti:petroliferi	36
1.8.1. La benzina.....	37
1.8.2. La direttiva comunitaria n. 98/70/CE	39
1.8.3. I combustibili speciali.....	42
1.8.4. Benzine speciali.....	43
1.8.5. Gasoli speciali	45
CAPITOLO 2.....	48
IL MERCATO DEL PETROLIO: UN' ANALISI MONDIALE	48
2.1. La geopolitica del petrolio.....	48

2.1.1. La geopolitica dell'OPEC.....	52
2.1.2. La geopolitica dei paesi produttori del Medio Oriente.....	53
2.1.3. La geopolitica nel resto del mondo.....	55
2.1.4. Il ruolo delle riserve di petrolio e la gestione dei prezzi	62
2.2. Evoluzione storica della produzione del greggio: l'OPEC.....	81
CAPITOLO 3.....	89
IL MERCATO ITALIANO DEL PETROLIO: ANALISI E PROSPETTIVE	89
3.1. Introduzione.....	89
3.2. Il petrolio in Italia	91
3.3. Economie e petrolio	95
3.4. Il mercato petrolifero italiano	102
3.5. Il gruppo ENI.....	108
3.6. Eni e la situazione in Libia	113
3.7. Libia e l'interdipendenza con l'Italia.....	114
3.6. Storia economica della Libia	119
3.7. Storia dei rapporti bilaterali ed economici Italia - Libia.....	128
3.8. Sostituzione del petrolio	134
CAPITOLO 4.....	137
STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI: I FUTURES DEL PETROLIO	137
4.1. Che cosa sono i futures	137
4.2. La determinazione del prezzo dei futures.....	140
4.3. La Clearing house e il principio di marking to market.....	141
4.4. A cosa serve il futures	143
4.5. Il financial futures.....	150
4.6.1. L' interest rate futures	151
4.6.2. Il currency futures.....	159
4.6.3. Lo stock index futures	162
4.7. Gli strumenti di analisi	171
4.8. Strumenti finanziari derivati del petrolio: i futures	172

Conclusioni.....	182
Bibliografia.....	183
Sitografia.....	188

INTRODUZIONE

Il petrolio è una materia prima energetica di grande importanza; una parte delle attività che svolgiamo quotidianamente fa uso di energia derivante, direttamente o indirettamente, dall'uso di idrocarburi.

Ne consegue che la domanda mondiale di greggio ha caratteristiche di elevata rigidità, la stessa cosa non vale per l'offerta che al contrario può variare notevolmente per motivi di carattere economico o politico.

Per questo e per altri motivi il petrolio è una materia prima strategica, in quanto le riserve di greggio non sono equamente distribuite sulla terra ma presentano delle aree di maggiore concentrazione.

Il consumo energetico mondiale per il futuro prossimo è valutabile in almeno 700 miliardi di tonnellate equivalenti di petrolio, più del doppio di tutte le riserve economicamente estraibili oggi accertate.

Il maggior produttore ed esportatore di petrolio è il cartello dell'OPEC, ossia l'organizzazione che rappresenta i Paesi arabi più ricchi di questa materia prima.

L'importanza e la criticità del petrolio ne fa una risorsa altamente speculativa che viene scambiata con contratti a termine (futures) le cui scadenze cadono in ciascun mese dell'anno.

I futures sul greggio sono di vario tipo a seconda della qualità e purezza del petrolio, mentre i principali mercati di riferimento sono il Nymex di New York e l'International Petroleum Exchange (IPE) di Londra.

Esistono tre qualità di petrolio a seconda del maggiore o minore contenuto di zolfo, minore è la quantità di zolfo presente e migliore è la raffinazione; ordinato per livelli decrescenti di qualità il petrolio può essere :

- il West Texas Intermediate che viene prodotto negli Stati Uniti;
- il Brent, greggio del Mare del Nord.
- L'unità di misura del greggio è il barile (un barile = 159 litri o 42 galloni USA) pertanto i prezzi si misurano in dollari e centesimi per barile.
- Dalla raffinazione di un barile di greggio si ottengono tre sottoprodotti:
 - petrolio (crude oil);
 - benzina (gasolina);
 - gasolio (heating oil).

CAPITOLO 1

IL PETROLIO: MATERIA PRIMA ENERGETICA

1.1. Il problema energetico

Uno dei grandi temi all'ordine del giorno del Vertice mondiale sullo sviluppo sostenibile, promosso dalle Nazioni unite, a Johannesburg, 26 agosto – 4 settembre, 2002, è stato quello dell'energia.

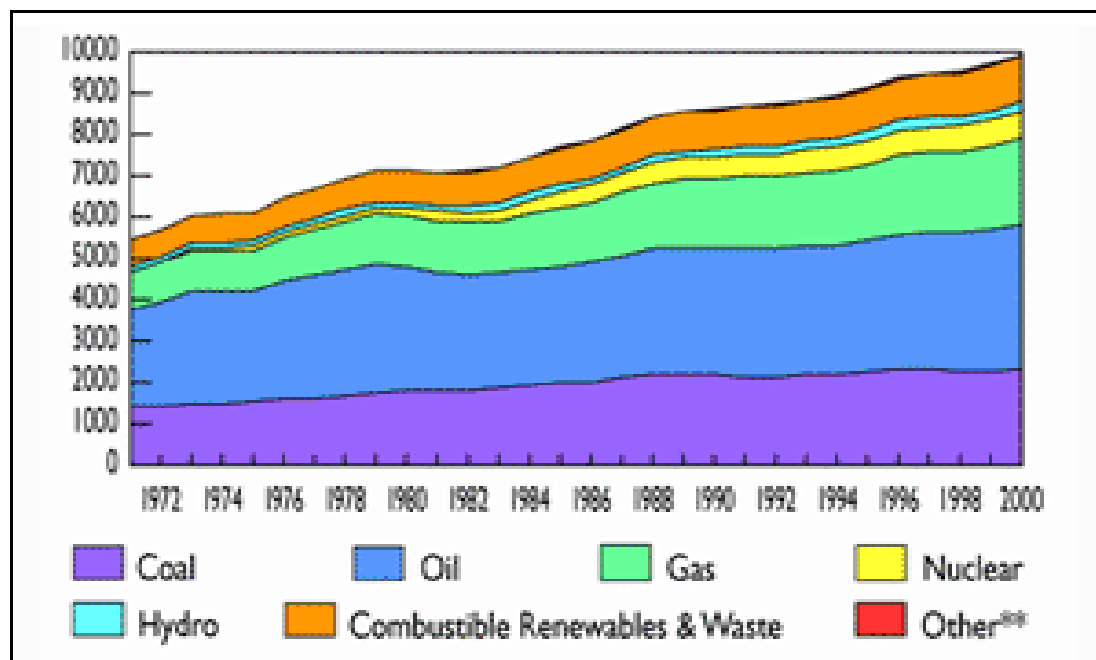
Il consumo energetico mondiale, documentano i materiali del vertice, sta aumentando di circa il 2 % annuo; se continuerà a crescere a questo ritmo, nel 2035 sarà raddoppiato rispetto al 1998 e nel 2055 triplicato.

Il maggiore aumento nei consumi energetici si sta verificando nel settore dei trasporti, in cui il 95% dell'energia usata proviene dal petrolio; circa l'80% dell'energia prodotta nel mondo proviene dai combustibili fossili (petrolio, carbon fossile, gas naturale), il cui consumo è aumentato del 10% dal 1992 al 1999. Tra il 1971 e il 2000 c'è stata un'evoluzione della produzione mondiale di energia primaria commerciale; nel grafico (fig. 1). possiamo vedere questa evoluzione per tipo di fonte, in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio . Le diverse fasce indicano, dal basso in alto, la produzione di carbon fossile, petrolio, gas naturale, energia elettronucleare, energia idroelettrica, energia da

biomasse rinnovabili (solare, eolica, geotermica e altre), si può notare che in tre decenni la produzione energetica è quasi raddoppiata.

Il più alto consumo energetico pro-capite avviene nei paesi economicamente sviluppati: qui è in media di 6,4 tonnellate annue equivalenti di petrolio, dieci volte di più del consumo medio pro-capite dei paesi economicamente meno sviluppati dove a circa il 55% della popolazione mancano moderni servizi energetici.

Figura 1 - Evoluzione della produzione mondiale di energia primaria

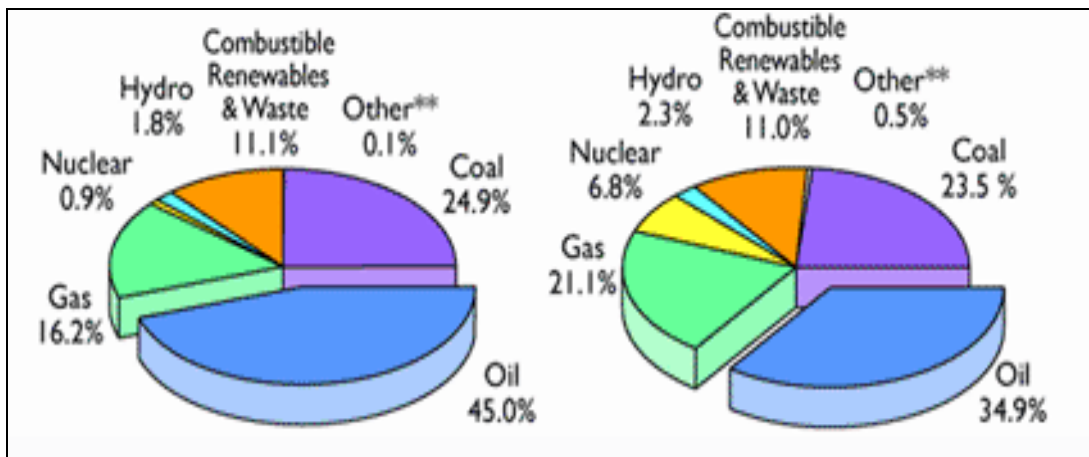


La quota complessiva dei combustibili fossili (petrolio, carbon fossile e gas naturale) è calata dall'86.1% nel 1973 al 79.5% nel 2000 (fig. 2); tuttavia, essendo la produzione energetica mondiale aumentata da 6040 milioni di

tonnellate equivalenti di petrolio nel 1973 in percentuale sul totale mondiale a 9963 nel 2000, la produzione complessiva di combustibili fossili, pur essendo calata in percentuale, è cresciuta quantitativamente da 5200 tonnellate equivalenti di petrolio nel 1973 a 7920 nel 2000: è aumentata del 52% in 27 anni. Oggi, primo semestre 2012, nel mondo vengono consumati circa 87 milioni di barili di petrolio al giorno con un trend di crescita per i prossimi anni di circa 3% -5% annuo, dovuto principalmente alla crescita dei Paesi BRICS.

Nei materiali preparatori del vertice di Johannesburg si sottolinea che l'uso dell'energia nucleare, la quale genera il 16% dell'elettricità prodotta nel mondo, suscita continue preoccupazioni sia per la sicurezza (tutti abbiamo impresse nella mente le immagini della tragedia di Fukushima dell'11 marzo 2011) sia per il rapporto costo-efficienza: ad aumentare il costo sono in particolare lo stoccaggio del combustibile spento e delle scorie radioattive, il trasporto internazionale di materiale radioattivo e lo smantellamento delle vecchie centrali elettronucleari.

Figura 2 - Ripartizione della produzione mondiale di energia primaria commerciale per tipo di fonte nel 1973 (grafico a sinistra) e nel 2000 (grafico a destra)



Come soluzione, viene proposto di diversificare la produzione energetica, sviluppando tecnologie più efficienti per ridurre le emissioni inquinanti dei combustibili fossili e incoraggiando l'uso di gas naturale, meno inquinante, specialmente nelle zone urbane e industriali.

Viene anche proposto di accrescere l'uso delle fonti energetiche rinnovabili e non inquinanti (idrauliche, solari, eoliche e altre): l'obiettivo è di aumentare in tutti i paesi la quota di energia prodotta con tali fonti dall'attuale 4,5% ad almeno il 5% entro il 2010.

Sono per questo necessarie adeguate politiche energetiche, che permettono di investire maggiormente nelle fonti energetiche non inquinanti e meno inquinanti.

Per assicurare l'energia necessaria non solo ai paesi economicamente sviluppati ma, soprattutto, a quelli che ancora devono compiere tale sviluppo, dovrebbe essere incrementato l'uso delle fonti energetiche rinnovabili, che, grazie alle moderne tecnologie, possono essere sfruttate molto più efficacemente.

Nel 2002 l'attività degli organismi internazionali nel settore energetico è stata particolarmente intensa, per garantire la sicurezza e la disponibilità degli approvvigionamenti di energia nelle diverse aree mondiali, soprattutto in vista del conflitto in Iraq.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) ha proseguito la propria attività di monitoraggio della situazione della domanda e dell'offerta internazionali di energia, soprattutto di petrolio, e di studio del fabbisogno energetico nelle varie aree geografiche mondiali.

Nello studio è previsto che la domanda di energia mondiale crescerà di circa il 70% nel 2030; in particolare, i combustibili fossili, dovrebbero continuare a predominare con una incidenza prossima al 90%.

Il petrolio è destinato a rimanere la fonte primaria più utilizzata: soddisfacendo il 40% circa dell'energia, i volumi scambiati dovrebbero aumentare del 60%, passando a 120 milioni di barili al giorno nel 2030.

Oltre il 60% dell'incremento della domanda di energia primaria sarà alimentata dai paesi in via di sviluppo, la cui quota di domanda dovrebbe passare al 43%.

1.2. Il petrolio

Le fonti di energia si dividono in rinnovabili, che sono il 99% dell'energia presente sul nostro pianeta e provenienti dall'esterno, soprattutto dal sole, e

non rinnovabili, destinate ad esaurirsi in periodi più o meno lunghi, a queste ultime appartiene il petrolio che è la principale fonte energetica della seconda metà di questo secolo e ne costituisce una delle più importanti risorse economiche e strategiche.

Il petrolio viene classificato tra i “combustibili liquidi”, è un composto di natura fossile, liquido, facilmente infiammabile, viscoso, di colore da bruno-chiaro a nero, di odore spesso sgradevole.

Nelle moderna società industrializzate, la gran parte dei derivati del petrolio viene utilizzata come carburante per motori a combustione interna e, in diverse forme, come combustibile per il riscaldamento domestico, per gli impianti industriali, per la produzione di energia elettrica. I derivati del petrolio costituiscono anche buona parte delle materie prime impiegate nell'industria delle materie plastiche e nell'industria chimica in generale, per la produzione di fertilizzanti, materiali da costruzione, fibre tessili, vernici e coloranti, sostanze e additivi alimentari.

1.3. Composizione del petrolio: gli idrocarburi

Il petrolio è una sostanza naturale ed è prevalentemente composta da IDROCARBURI che sono composti organici le cui molecole contengono esclusivamente atomi di carbonio e idrogeno.

Dal punto di vista dello stato fisico, gli idrocarburi, possono essere gassosi, liquidi e solidi.

In base alle proporzioni tra carbonio e idrogeno e alla struttura molecolare che formano, gli idrocarburi si dividono in diverse serie:

1. le PARAFFINE (o ALCANI), detti idrocarburi SATURI in quanto le loro molecole sono incapaci di incorporare altri atomi di idrogeno dal momento che la natura dei loro legami è di tipo SEMPLICE; questo tipo di idrocarburo forma catene lineari, ramificate o degli anelli La più semplice delle paraffine è il METANO¹ che è il principale gas naturale, ma ci sono anche l'ETANO², il PROPANO³, il BUTANO⁴, questi ultimi due possono essere liquefatti a basse pressioni e vanno a formare il GPL.
2. Un'altra serie è quella degli idrocarburi NON SATURI che contengono meno atomi di idrogeno rispetto ai saturi e sono caratterizzati da legami

¹Il Metano è un gas incolore, inodore, non tossico, ottenibile dai prodotti di distillazione di combustibili, fossili, per decomposizione di sostanze organiche. Viene usato solo in miscela con altri gas, come combustibile per usi sia domestici che industriali e anche per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche.

²L'ETANO è un idrocarburo alifatico (composto a catena aperta di atomi di carbonio) la cui molecola contiene due atomi di idrogeno, contenuto nei gas naturali, in quelli del petrolio e nei gas di distillazione del carbone; viene utilizzato come gas combustibile e come mezzo refrigerante.

³Il PROPANO è un idrocarburo alifatico saturo a tre atomi di carbonio; è un gas incolore, inodore, contenuto nei gas naturali e in quelli provenienti da processi di cracking, è usato come solvente, refrigerante, combustibile.

⁴Il BUTANO è un idrocarburo alifatico a quattro atomi di carbonio, liquefatto si usa come solvente e come combustibile.

doppi o tripli tra atomi di carbonio contigui. Tra questi possiamo avere l'ISOPRENE⁵ che è un gruppo caratteristico senza anelli con un gruppo metallico.

3. Infine abbiamo la serie degli idrocarburi AROMATICI che sono caratterizzati dalla presenza di un anello aromatico.
4. Oltre agli idrocarburi, nel petrolio, possono essere presenti altre sostanze dette “non idrocarburi”, costituite da svariati composti che possono essere raggruppati in classi: *composti solforati*⁶, *composti azotati*⁷ e *composti ossigenati*⁸.

Nel petrolio greggio sono presenti un gran numero di ioni *metallici*, (ioni di: ferro, vanadio, calcio, manganese, rame, magnesio, zinco, boro, cobalto, piombo...); sono inoltre presenti acqua e materiali inorganici di varia natura.

⁵L'ISOPRENE è un idrocarburo alifatico a cinque atomi di carbonio, la molecola dell'isoprene è considerata l'elemento costitutivo di molte sostanze naturali tra cui la gomma elastica.

⁶I *composti solforati* sono componenti che contengono zolfo, lo zolfo elementare si trova nel greggio e durante la raffinazione i prodotti solforati subiscono cambiamenti strutturali, devono essere eliminati dai derivati del petrolio poiché sono nocivi per la loro corrosività e per l'inquinamento atmosferico dopo la combustione.

⁷I *composti azotati* contengono azoto, la maggior parte di questi viene eliminata o distrutta durante la distillazione, sono più innocui anche se abbassano il potere calorifero e alcuni facilitano la formazione di gomme nei derivati del petrolio, altri possono avvelenare i catalizzatori usati nei procedimenti di raffinazione.

⁸I *composti ossigenati* contengono ossigeno, oltre a preesistere nel greggio, possono formarsi o per ossidazione o durante processi di raffinazione; arrecano vari inconvenienti, il più dannoso è la corrosione delle apparecchiature degli impianti.

1.3.1. Il carbonio

Il petrolio è composto da una miscela di numerosissimi componenti gassosi, liquidi e solidi, il più importante è il carbonio. Le sostanze che formano gli esseri viventi, animali e vegetali, sono i composti del carbonio, e permettono lo svolgimento dei processi vitali, la trasformazione di queste da vita al petrolio. Con la prima grande esplosione della vita, circa un miliardo di anni fa, il carbonio inizia ad essere fissato (mediante il processo di fotosintesi⁹) nelle piante e poi negli animali; dopo la loro morte “questo carbonio organico” è stato in massima parte ossidato e restituito all’atmosfera sotto forma di anidride carbonica.

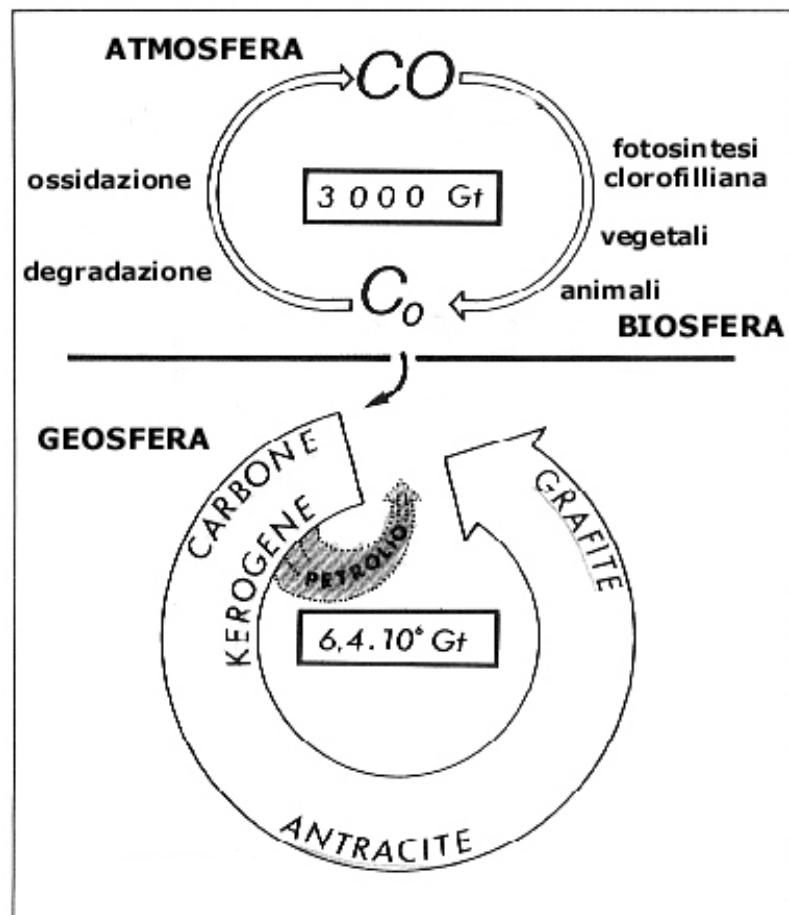
La piccolissima parte di carbonio (circa lo 0.01% - 0,1%) che dà vita alla seconda parte del ciclo del carbonio è quella che riguarda direttamente la formazione del petrolio. Per sfuggire all’ossidazione il carbonio organico non deve entrare in contatto con la geosfera, in particolare deve essere protetto dall’ossigeno.

⁹La *fotosintesi* è la funzione di nutrizione delle piante mediante la quale gli organismi forniti di clorofilla, utilizzando l’energia luminosa, trasformano, attraverso un complicato processo, i composti inorganici (acqua e anidride carbonica) in composti organici a più alto contenuto energetico che, direttamente o indirettamente, vanno a costituire i composti della materia vivente.

Per questo motivo si preserva solo nei sedimenti depositi in ambiente acquatico dove il tenore di ossigeno è basso ed è per questo che il petrolio si ritrova praticamente solo nelle rocce sedimentarie¹⁰ (fig. 3).

Figura 3 - Il ciclo del carbonio

(la maggior parte del carbonio è rimasta nella parte superiore, mentre quel poco che è riuscito ad entrare nella parte inferiore ha avuto la possibilità di generare il petrolio)

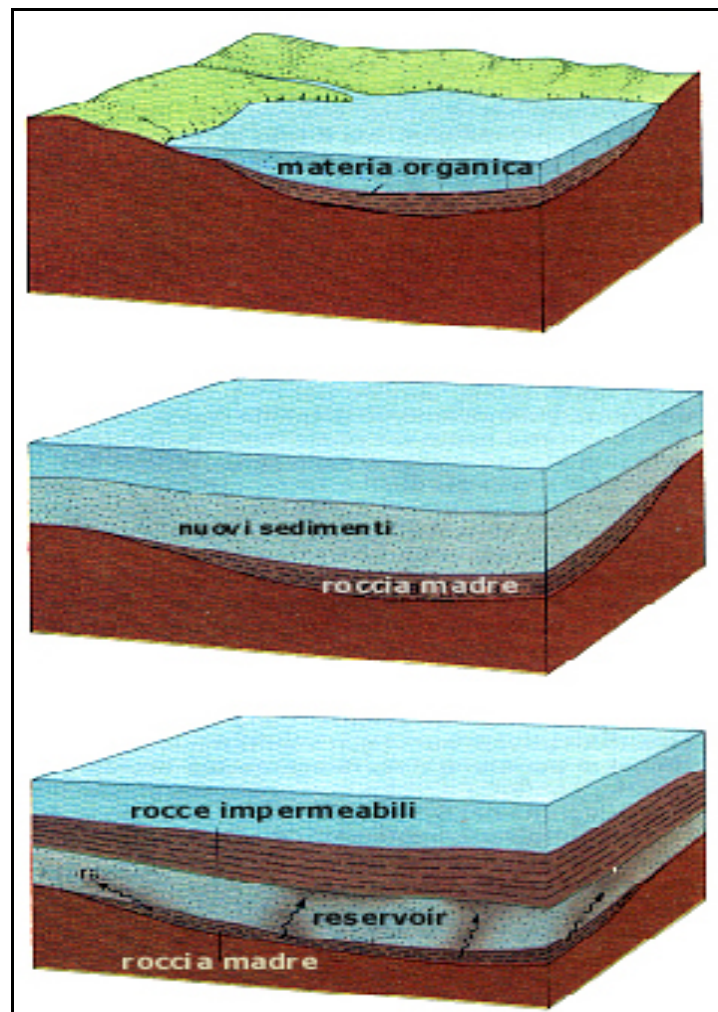


¹⁰Le rocce sedimentarie sono rocce formate dall'accumulo diretto dei detriti provenienti dalla disgregazione di masse rocciose preesistenti, o per precipitazione per via chimica di soluzioni saline di cui le acque si sono arricchite o per l'accumulo di resti organici.

Se le condizioni sono favorevoli si può formare una “roccia madre”, ossia una roccia che contiene concentrazioni di carbonio organico tali da poter produrre successivamente del petrolio in quantità apprezzabili.

Gli ambienti più favorevoli perché una roccia possa diventare “madre” sono quelli vicini alle coste, dove l’apporto di sostanze organiche è maggiore, e quelli dove le acque sono tranquille (lagune, estuari e scarpate continentali) così da permettere la sedimentazione di particelle fini (fig. 4).

Figura 4 - Sequenza ideale per la formazione del petrolio



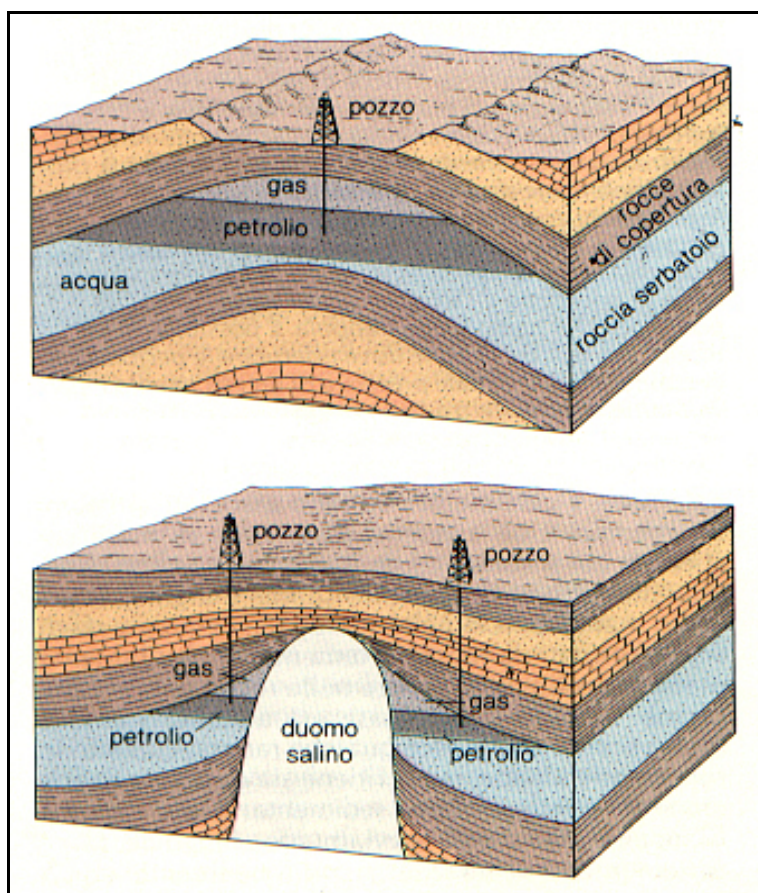
1.4. Fasi di trasformazione della sostanza organica in petrolio

I sedimenti carichi di sostanza organica subiscono uno sprofondamento verso condizioni di temperature e pressioni crescenti. Queste condizioni già a circa 1 km di profondità e ad una temperatura di 60° avviano il processo di **diagenesi** attraverso il quale i sedimenti diventano roccia e, in questo caso, “roccia madre”. Al termine della diagenesi la sostanza organica è in parte ossidata, in parte riciclata dai microrganismi, in parte è stata fermentata e ha formato il metano biogenetico e in parte si è trasformata in kerogene, geopolimero complesso progenitore del petrolio.

A seconda della struttura si può stabilire una scala di maturazione del kerogene, che sarà in rapporto con la formazione del petrolio, in grado di fornire indicazioni sulla quantità e qualità del petrolio che esso può aver prodotto nelle fasi successive.

La fase finale, della **catagenesi**, è quella dove il kerogene completa la sua maturazione (a circa 150°C e diversi km di profondità con pressioni di circa 1000 atmosfere). Qui avviene il processo di **cracking** indotto dal solo aumento di temperatura. Durante questa fase il kerogene subisce la rottura della macromolecola originale formando molecole di bitume (petrolio) e di gas che, essendo molto meno dense della macromolecola di partenza, tenderanno a migrare verso l’alto e ad accumularsi laddove troveranno delle barriere rocciose impermeabili (le **trappole**) (fig. 5).

Figura 5 - Due esempi di dove si può accumulare il petrolio, le trappole



Il kerogene, ad un certo punto, non sarà più in grado di produrre petrolio anche se potrà produrre discrete quantità di metano e condensati (composti leggeri in forma gassosa nel sottosuolo e liquidi alle condizioni ambientali).

La produzione di petrolio avviene tra due temperature: una minima di circa 60° in cui inizia la fase di diagenesi, al cui termine si genera il kerogene, ed una massima tra i 100°- 150° in cui il kerogene subisce il fenomeno di cracking.

Queste sono due soglie termiche che delimitano la cosiddetta finestra dell'olio, cioè l'intervallo di profondità e temperatura in cui la roccia madre produce la massima quantità di petrolio.

A circa 5-6 km di profondità e temperatura di circa 200° il kerogene diventa un residuo carbonoso granitico, quindi nelle condizioni di metamorfismo.

A circa 5-6 km di profondità e temperatura di circa 200° il kerogene diventa un residuo carbonoso granitico, quindi nelle condizioni di metamorfismo non esiste alcuna possibilità di trovare petrolio.

Una volta generato, il petrolio, tende per minor densità a salire verso l'alto; questo processo, chiamato **migrazione**, trova maggiore impulso quando tra i pori è presente ancora acqua, attraverso una vera e propria spinta di galleggiamento.

Il tipo di roccia dove il petrolio tende ad accumularsi in maniera definitiva è generalmente diverso dalla roccia madre; questa generalmente è un'argilla, una marna, o un calcare a grana finissima ricco di materia organica e scarsamente permeabile.

La roccia dove il petrolio si accumula e viene estratto, è quasi sempre un'arenaria o una roccia carbonatica con porosità e permeabilità elevate e con contenuto organico originario praticamente nullo. La migrazione è distinta in due o tre fasi:

1. la **migrazione primaria**, che avviene all'interno della roccia madre, cioè dalla roccia madre fino all'interfaccia con una roccia diversa;
2. la **migrazione secondaria**, in cui il petrolio, attraverso sistemi di fratture o porosità di un'altra formazione rocciosa, raggiunge un punto di accumulo (detto *reservoir*);
3. possiamo avere anche dei fenomeni di **migrazione terziaria**, quando il petrolio migra da un *reservoir* ad un altro.

La migrazione **primaria** è innescata da un aumento della pressione causata dal cracking che crea una rete di microfratture, all'interno della roccia madre, nelle quali il petrolio tende a spostarsi verso zone dove vi sono condizioni di minor pressione, e quindi verso l'alto.

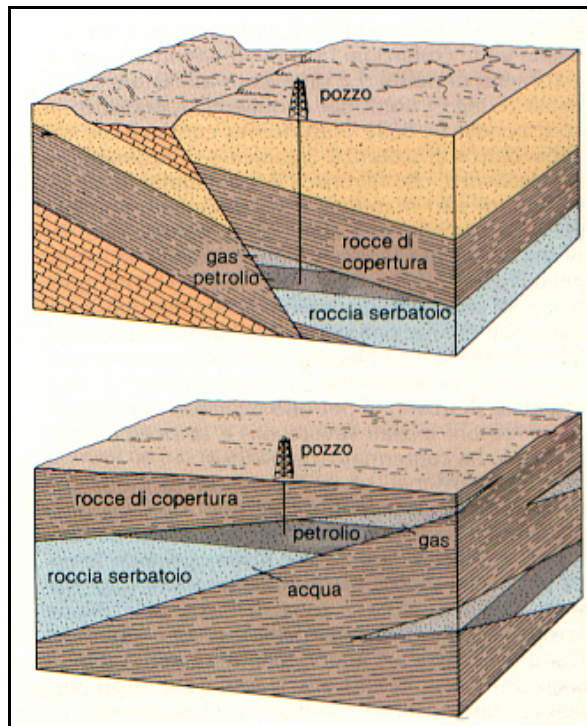
Una volta arrivato all'interfaccia con un'altra formazione geologica inizierà la sua migrazione **secondaria**, se la roccia è sufficientemente porosa, grazie alla sua leggerezza e tenderà a risalire verso l'alto fino ad arrivare in superficie.

Se durante la risalita trova sulla strada una roccia meno porosa, che ne impedirà il movimento, o una discontinuità chiamata tecnicamente *trappola*, ossia una combinazione locale di fattori geologici e fisici capaci di bloccare il percorso ascensionale dei fluidi, allora si crea una zona di accumulo del petrolio.

Esistono vari tipi di **trappole** che possono essere suddivise in *statiche e dinamiche*: tra le **statiche**, che sono le più frequenti, abbiamo quelle *strutturali* e quelle *per faglia*.. Possiamo avere anche delle **trappole**

stratigrafiche, cioè la chiusura del reservoir è assicurata da particolari andamenti dei processi di sedimentazione (fig. 6).

Figura 6 - Due esempi di trappole **statiche: per faglia e stratigrafica**



Notevoli accumuli di petrolio si possono avere anche in associazione con i **domi¹¹ salini**, queste aree sono caratterizzate da grandi spessori di rocce sedimentarie e di salgemma, che grazie alla loro minore densità e plasticità sono risalite verso l'alto sotto forma di enormi colonne.

Durante questa risalita il sale piega e lacera le formazioni rocciose che incontra creando delle trappole in cui si può accumulare petrolio.

¹¹Il *domo* è una struttura a forma di cupola nella quale, entro terreni impermeabili, si raccoglie il petrolio.

Nelle trappole **dinamiche**, invece, la chiusura del reservoir è assicurata dal flusso idrodinamico dell'acqua che contrasta la spinta di galleggiamento del petrolio.

Il flusso di petrolio è generalmente controllato, oltre che dalla permeabilità della roccia, anche dalla viscosità del liquido, dalla presenza di olio, gas, acqua.

1.5. I giacimenti petroliferi

La trappola che contiene petrolio in quantità e situazioni tali da permetterne l'estrazione in condizioni economicamente vantaggiose costituisce un **giacimento** che sarà caratterizzato da un insieme di parametri geologici e fisici (pressione e temperatura) che sono diversi da quelli che si hanno in superficie.

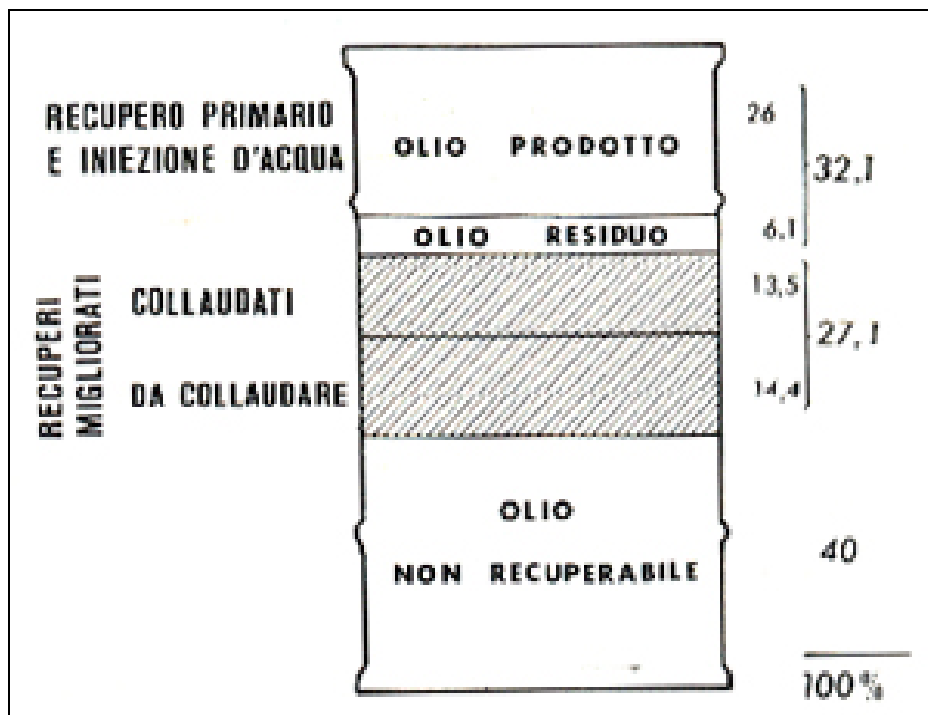
Quindi inizialmente il petrolio risale alla superficie con dei meccanismi di spinta (**RECUPERO PRIMARIO**) che sono controllati dalla pressione all'interno del giacimento.

Quando questa spinta si esaurisce si può intervenire con dei meccanismi detti di **RECUPERO SECONDARIO**, in cui si attuano meccanismi di spinta artificiali, cioè che alzano nuovamente i valori di pressione

all'interno del giacimento, a soglie tali che il **petrolio** comincia a fuoriuscire.

Questo si ottiene con iniezioni di acqua o di gas direttamente all'interno del giacimento (fig. 7).

Figura 7 - Proporzioni di recupero da un giacimento



Non tutto il petrolio presente in un giacimento viene recuperato, anzi circa il 40% rimarrà nel giacimento sotto forma di una pellicola che ricopre tutti i pori del reservoir; in media il petrolio recuperato, utilizzando il recupero *primario* e *secondario*, è del 32%.

I giacimenti di petrolio in terra ferma possono essere *superficiali* o *sotterranei*: i primi non hanno interesse economico, ma rappresentano

importanti indizi per il ritrovamento dei giacimenti sotterranei che sono quelli ricchi di petrolio e sfruttabili; numerosi sono i giacimenti sotto i fondi marini (off-shore), ma il loro sfruttamento richiede costi più elevati rispetto ai pozzi su terra ferma.

Le classi dei giacimenti esistenti sono suddivisi in classi a seconda della quantità di petrolio recuperabile che contengono.

Le classi sono: SUPER GIGANTI, cioè con almeno 5000 milioni di barili; GIGANTI, con almeno 500 milioni di barili; MAJOR con almeno 100 milioni di barili; A con almeno 50 milioni; B con 3,5 milioni; C con 1,4 milioni; D con 0,14 milioni; E con meno di 0,14 milioni di barili.

I giacimenti di classe D sono definiti *significativi*.

1.6. Ricerca ed estrazione

1.6.1. Sistemi di analisi del terreno

Lo sfruttamento dei primi giacimenti era legato all'individuazione di manifestazioni petrolifere naturali e nella corretta interpretazione dei geologi sull'andamento delle strutture.

Ancora oggi si basa principalmente sempre sul lavoro del geologo che deve effettuare gli opportuni rilevamenti, ma fortunatamente, con il progresso tecnologico, al lavoro teorico del geologo si sono affiancate strumentazioni

che forniscono ottimi indizi e informazioni per una corretta valutazione finale della zona.

Uno dei sistemi di analisi sfruttati è il **rilevamento magnetometrico** che sfrutta il magnetismo terrestre e viene eseguito, generalmente, su ampie regioni di territorio.

Tutte le variazioni del campo magnetico, dette *anomalie magnetiche*, che non sono imputabili a cause naturali o artificiali, sono causate da contrasti di suscettività magnetica nelle rocce del sottosuolo.

Le rocce che forniscono questi contrasti sono soprattutto quelle magmatiche che formano il substrato su cui poggiano quelle sedimentarie.

Con questo strumento si cerca di stimare lo spessore di rocce sedimentarie che si trova nel sottosuolo e la possibilità che in questo punto si sia formato o meno del petrolio e la presenza di un giacimento.

Accanto a questa **misurazione** viene effettuata anche quella **gravimetrica** che misura le variazioni dell'accelerazione di gravità, ossia le diversità di massa delle rocce nel sottosuolo; il *gravimetro* è una bilancia a molla estremamente sensibile alla quale è collegata una massa costante, quindi le variazioni di peso misurate sono causate da variazioni nella massa di terra sottostante.

In pratica misura la variazione di densità (quindi del peso specifico) delle litologie che si trovano al di sotto del gravimetro stesso, quindi uno strato di basalto (di cui è composto il fondo oceanico) attirerà di più il peso del

gravimetro che non uno strato di sale perché il suo peso specifico è molto più elevato di quello del sale.

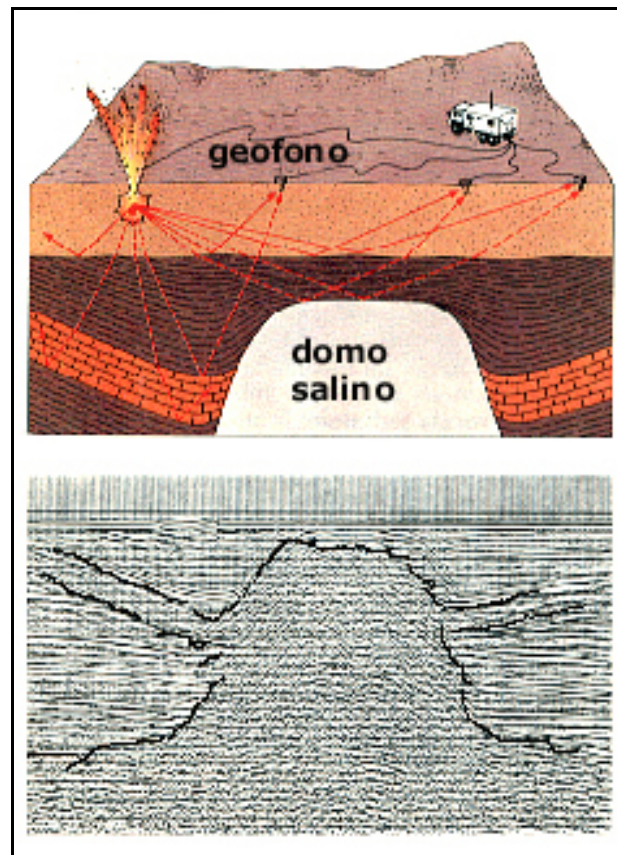
Il metodo che fornisce le informazioni più attendibili e dettagliate è la **sismica a riflessione** che sfrutta le onde provocate artificialmente. Queste onde quando si propagano nel terreno e quando incontrano una litologia diversa, rispetto a quella nella quale viaggiavano, si dividono e una parte prosegue verso il basso (onda rifratta) mentre una parte rimbalza e ritorna in superficie (onda riflessa).

Misurando tutte le onde riflesse, mediante dei **geofoni**¹², e il tempo che hanno impiegato dalla sorgente a tornare in superficie, si ottengono delle *sezioni sismiche* di notevole definizione e profondità (fino a 7-9 km) che danno indicazioni della struttura e della composizione del terreno (fig. 8). Come sorgente si usano o dei normali esplosivi, o dei potenti mezzi meccanici chiamati *vibratori sismici*.

In mare si sfrutta un getto di ossigeno ad alta pressione che provoca delle onde di compressione nell'acqua che le trasmette sul fondo.

¹²Il *geofono* è un sismografo elettrico usato per rilevare le onde sismiche.

Figura 8 - Individuazione di un domo salino e relativa sezione sismica



1.6.2. Tecniche di perforazione nel sottosuolo: lo scalpello

Una volta individuato il giacimento si procede creando un pozzo esplorativo, solo questo potrà accertare con sicurezza se le trappole identificate contengono del petrolio e di che tipo.

La tecnica di perforazione più usata è chiamata a rotazione (**ROTARY**) che è costituita da una punta chiamata scalpello, poggiata sul fondo del pozzo e

collegata alla superficie attraverso una serie di aste cave avvitate l'una all'altra e tenute sospese mediante la torre di perforazione.

Facendo ruotare l'ultima asta, cioè quella che spunta in superficie, si trasmette la rotazione a tutto il sistema e quindi anche allo scalpello; contemporaneamente dall'alto viene iniettato nelle aste un fluido a pressione (il fango), la cui composizione è studiata per rispondere a determinate caratteristiche di densità e viscosità.

Il fango fuoriesce dallo scalpello e risale attraverso lo spazio vuoto tra le aste e la parete del foro (il percorso può anche essere opposto, nel senso che il fango può anche fuoriuscire dalle aste) fino alla superficie dove viene filtrato e pompato nuovamente in circolo.

Questo fango serve sia per portare in superficie i detriti provocati dalla frantumazione della roccia, che per raffreddare lo scalpello; inoltre serve a controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce permeabili attraversate che altrimenti entrerebbero nel foro.

Spesso la velocità di avanzamento di un pozzo dipende dalla giusta scelta degli scalpelli; questi scalpelli possono avere dimensioni e composizioni diverse dipendenti dal tipo di terreno che si deve attraversare.

Per i terreni particolarmente duri si usano **scalpelli diamanti**, cioè forniti di una corona in cui sono incastonati numerosi piccoli diamanti cioè forniti di una corona in cui sono incastonati numerosi piccoli diamanti industriali, spesso artificiali, che con un'alta velocità di rotazione disgregano la roccia

con la loro azione abrasiva; o **scalpelli in PDC** (Polycrystalline Diamond Compact bit) con inserti di carboni di tungsteno¹³ e diamanti sintetici; per rocce meno coerenti si possono usare **scalpelli a rulli** o **a lame**.

Durante la perforazione si studiano le rocce che vengono attraversate mediante i **log** che consistono nel calare all'interno del pozzo strumenti in grado di fornire molti dati precisi sia sulle litologie di roccia che via via si attraversa, ma anche sulla profondità e sull'andamento del foro.

1.6.3. Tecniche di perforazione in mare: le piattaforme

In mare le tecniche di perforazione sono sostanzialmente identiche anche se cambia la sistemazione dell'impianto che sarà posto sulle piattaforme o sulle navi, dal momento che è necessario che il pozzo sia collegato alla superficie per permettere la circolazione del fango.

Ci sono vari tipi di piattaforme che nel caso di pozzi esplorativi devono essere mobili, in grado di spostarsi da un punto all'altro; possiamo avere **piattaforme jack up** che mediante "zampe" si poggiano e sollevano dal fondo (massimo 100 metri), durante gli spostamenti lo scafo galleggia e viene rimorchiato. Se il punto da perforare si trova in acque profonde allora

¹³Il tungsteno è un metallo di colore argento che viene usato in leghe ferrose e acciaio cui conferisce durezza.

vengono utilizzate delle *piattaforme galleggianti* il cui tipo più usato è quello **semi sommergibile** munito di colonne di grandi dimensioni, che contengono acqua di mare e fanno da zavorra al resto dello scafo mantenendo la piattaforma molto stabile.

Il posizionamento sulla verticale è garantito o da cavi di ormeggio molto robusti o da **sistemi di posizionamento dinamici**, cioè una serie di motori che possono spostare la piattaforma in tutte le direzioni compensando i movimenti dovuti alle onde e alle correnti; la circolazione del fango è garantita da una tubazione flessibile, detta *riser* (fig. 9).

Figura 9 - Piattaforma a semisommergibile con sistemi di ancoraggio



Un'altra soluzione sono le **navi di perforazione** capaci di spostarsi velocemente e di operare grazie al posizionamento dinamico (fig. 10).

Figura 10 - Zone con maggiore concentrazione di piattaforme petrolifere



1.6.4. Produzione di petrolio dai giacimenti marini

Una volta che il pozzo esplorativo ha individuato quantità sfruttabili di petrolio, si passa alla fase di sviluppo e produzione del giacimento; inizialmente si delimita il giacimento mediante dei **pozzi di delimitazione**, successivamente si perforano i **pozzi di produzione** che devono garantire il drenaggio completo del giacimento.

Una volta che il petrolio arriva in superficie si separa il gas dall'olio per liberare entrambi dalle impurità (sali, paraffine, zolfo), che corroderebbero le tubazioni. Tutto questo avviene nei centri di raccolta da cui partono gli oleodotti che porteranno l'olio alle raffinerie.

Per la raccolta in mare, del petrolio, si devono costruire delle strutture che garantiscano la produzione per qualche decennio.

A questo scopo vengono realizzate delle **piattaforme fisse** (in tralicci tubolari, a gravità, a galleggiamento; le dimensioni di queste strutture possono arrivare a 300 metri di altezza) che grazie ad un multiplo di pozzi che si diramano dalla piattaforma, garantisce un drenaggio omogeneo di diversi km quadrati di giacimento e permette di ospitare l'impianto di trattamento del petrolio che successivamente viene direttamente stoccato e poi pompato sulle petroliere.

1.7. La lavorazione del petrolio greggio

Il petrolio greggio non ha impieghi pratici, sono i suoi derivati, i prodotti petroliferi, che vengono sfruttati prevalentemente nei tre settori:

1. della produzione di energia, come oli combustibili;
2. dei trasporti, come carburante;
3. dell'industria chimica o petrolchimica, come materia prima.

La raffinazione del petrolio è un processo che consente di frazionare, mediante distillazione, il greggio in frazioni di idrocarburi, tali frazioni sono i prodotti petroliferi. Gli impianti che servono per il frazionamento sono le raffinerie.

La **distillazione** è la prima fase della raffinazione del greggio; il petrolio inizia a vaporizzare ad una temperatura leggermente inferiore ai 100°C: prima si separano gli idrocarburi a più basso peso molecolare, mentre per distillare quelli a molecole più grandi sono necessarie temperature via via crescenti.

Il primo materiale che si estrae dal petrolio greggio è la frazione destinata a diventare benzina, seguita dal gasolio e dal cherosene.

Nelle vecchie raffinerie, il rimanente veniva trattato con soda caustica e con acido solforico, e quindi distillato in corrente di vapore, ottenendo oli combustibili e oli lubrificanti dalla parte superiore della colonna di distillazione, paraffina e asfalto da quella inferiore.

Il processo di raffinazione del petrolio ha avuto un'evoluzione nel tempo sotto la spinta della domanda degli utilizzatori dei prodotti petroliferi e nell'intento di migliorare il risultato economico.

Tale evoluzione ha avuto l'obiettivo di aumentare la resa in distillati liquidi leggeri (soprattutto benzina e virgin-nafta) maggiormente richiesti dal mercato e più vantaggiosi dal punto di vista economico ed è stata resa possibile dagli avanzamenti della ricerca e dell'innovazione tecnologica.

Le prime raffinerie, dette *a ciclo semplice*, sono quelle in cui avvengono i processi di *distillazione primaria, di reforming e di purificazione*.

Il **reforming** è il processo costituito da una serie di complesse reazioni chimiche, che ha per scopo l'aumento della resa in benzina della distillazione, mediante la scissione delle molecole di frazioni pesanti del petrolio greggio e la loro successiva ricombinazione in molecole di frazioni più leggere.

Il passaggio principale del processo di reforming è il **cracking**, ovvero la rottura di legami tra atomi di carbonio.

Dalle raffinerie *a ciclo semplice*, si è passati alle raffinerie *a ciclo complesso* che contemplano i processi di trasformazione o conversione che consentono di aumentare la resa in distillati liquidi leggeri e di migliorare la qualità dei prodotti petroliferi fino al livello richiesto per la loro corretta utilizzazione.

1.7.1. La trasformazione o conversione

I processi di trasformazione o conversione seguono il processo di distillazione e vengono effettuati per adeguare i risultati di raffinazione alla domanda di mercato.

Questi processi sono effettuabili solo nelle moderne raffinerie *a ciclo complesso* e consentono di ottenere migliori risultati; tra i prodotti che si

ottengono dalla distillazione, quelli liquidi più leggeri (virgin-nafta, benzina e cherosene) sono i più richiesti dal mercato.

Poiché dalla distillazione primaria si ottengono frazioni di distillati liquidi variabili a seconda del tipo di greggio, ma in quantità inferiori a quelle richieste dal mercato, sorge il problema di aumentare rese in distillati liquidi leggeri (benzina) convertendo altri prodotti della distillazione in distillati liquidi, quindi c'è necessità di dotare gli impianti di raffinaria di particolari impianti idonei ad eseguire i processi di trasformazione.

Per aumentare la resa di distillati liquidi leggeri si può partire da frazioni gassose (processi chimici di polimerizzazione e alchilazione) o da frazioni liquide pesanti (processi di cracking), mentre per migliorare la qualità si ricorre a processi di isomerizzazione, reforming e idrocracking.

1.7.2. Purificazione delle frazioni di petrolio

Le frazioni di petrolio vengono sottoposte ad una serie di processi di trattamento fisico e chimico (treating) per ottenere miglioramenti di alcune costituenti, ogni trattamento fa aumentare il costo di produzione.

Le *frazioni gassose* contengono acqua e composti solforati di cui devono essere privati. L'acqua proviene dai fenomeni di stripping con vapore d'acqua, ma anche

dalle reazioni chimiche che avvengono durante i processi di conversione; essa si elimina facendo passare la corrente gassosa in essiccatori di bauxite o gel di silice.

I composti solforati presenti nei gas sono l'idrogeno solforato e mercaptani leggeri; questi composti vengono eliminati con procedimenti di estrazione, conversione e decomposizione.

Nelle *frazioni liquide* sono presenti maggiori impurezze che in quelle gassose; sono presenti:

1. acqua (essa è nociva per il prodotto finale);
2. composti solforati (corrosivi e maleodoranti, favoriscono la formazione di gomme);
3. composti azotati (maleodoranti, favoriscono la formazione di gomme).

1.8. I prodotti: petroliferi

In base al peso molecolare abbiamo:

- gas in condensabili;
- gas liquefacibili (GPL);
- gas leggeri per uso petrolchimico (virgin-nafta);
- benzine per motori;
- benzine solventi ed idrocarburi aromatici singoli;
- combustibili per aviogetti;

- cherosene per motori, riscaldamento e illuminazione;
- gasolio per motori diesel;
- oli lubrificanti;
- paraffina solida;
- olio combustibile residuo;
- benzina;
- coke di petrolio.

1.8.1. La benzina

La benzina rappresenta il prodotto più importante della raffineria, anche se non è il più abbondante, e si cerca con i processi di conversione di aumentarne la quantità e la qualità; è una miscela di idrocarburi leggeri usata principalmente come combustibile per i motori a combustione interna.

La benzina è la frazione che distilla sotto i 200°C, è costituita da idrocarburi da 4 a 10 atomi di carbonio; quella in commercio risulta dalla miscelazione di idrocarburi provenienti da:

- distillazione del greggio;
- cracking termico e catalitico;
- reforming catalitico;

- processi di alchilazione e polimerizzazione.

La direttiva CEE 85/210 del 1985 ha fissato le caratteristiche della “benzina europea”; tra le caratteristiche fissava il “numero di ottano” a 95 NORM e 85 NOMM e non consente più, tra gli additivi aggiunti per migliorare il potere antidetonante, i composti di piombo, inoltre limitava il benzene al 5% e gli idrocarburi aromatici al 40%.

Tale direttiva è nata in conseguenza della tossicità dei sali di piombo per l'uomo e del fatto che quelli presenti nei gas di scarico danneggiano la spugna di platino presente nelle marmitte catalitiche previste per ridurre la concentrazione degli inquinanti emessi dai tubi di scarico degli autoveicoli.

Il buon funzionamento e il buon rendimento dei motori oggi prodotti richiedono benzine ad alto numero di ottano, che le raffinerie non sono in grado di produrre; da qui la necessità di utilizzare additivi in sostituzione del piombo.

Gli additivi alternativi ai composti di piombo sono l'alcool etilico, l'alcool metilico o metanolo, il metiltert butil etere o mtbe; l'alcool etilico, come il metanolo, può essere adoperato da solo come carburante, su motori da corsa.

Il metanolo ha il vantaggio di essere economico, ma presenta lo svantaggio di non poter essere usato puro, poiché è poco solubile nella benzina; per poter essere usato viene addizionato di un alcool più solubile, l'alcool butilico terziario, la miscela ottenuta, l'oxinol, viene aggiunta fino al 10% alla

benzina; può essere impiegato puro come carburante in sostituzione della benzina ma sono necessarie alcune modifiche al motore.

Le automobili che vanno a metanolo emettono gas di scarico meno inquinanti di quelli emessi da autovetture a benzina.

Il Metil-tert-butil etere (Mtbe) è un derivato della petrolchimica e conferisce alla benzina senza piombo, utilizzata in Europa dal 1989, un alto numero di ottano “motor” (NOMM); la sua presenza fino al 10% nella miscela benzina-Mtbe e consente di disporre di una benzina meno inquinante perché è ridotta la presenza di componenti aromatici della benzina.

Quindi l’aggiunta dei composti ossigenati (additivi) alla benzina, in quantità al 10% provoca una notevole riduzione del contenuto di monossido di carbonio nel gas di scarico rispetto ai gas prodotti da benzine di pari caratteristiche ottaniche costituite da soli idrocarburi.

1.8.2. La direttiva comunitaria n. 98/70/CE

In attesa del recepimento della direttiva comunitaria n.98/70/CE, il decreto del Ministero dell’Ambiente, 10 febbraio 2000, introduce i metodi per il controllo della percentuale di benzene e di idrocarburi aromatici nelle benzine.

Il decreto, aggiungendo un tassello al quadro di attuazione della legge 4 novembre 1997 n. 412, che ha anticipato di quasi due anni alcune delle

disposizioni stabilite nella direttiva n. 98/70/CE, si inserisce nella strategia nazionale per controllare e ridurre le emissioni di benzene; uno dei punti cardini consiste nel miglioramento e nel controllo della qualità dei carburanti.

La legge 4 novembre 1997 n. 413, “misure urgenti per la prevenzione dell’inquinamento atmosferico da benzene”, all’art. 1 fissa il contenuto massimo di benzene di idrocarburi aromatici totali, in vigore in Italia dal 1998, e prevede un’ulteriore riduzione del tenore massimo di aromatici a decorrere dal 1/7/2000.

La direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 13/10/1998 n. 98/70/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel e recante modificazione della direttiva 93/12/CEE del Consiglio, è in vigore dal 1 gennaio 2000.

Questa direttiva fissa il tenore massimo di benzene e di idrocarburi aromatici totali nelle benzine e i relativi metodi di analisi. L’art. 8 stabilisce che, a partire dal 2002, gli stati membri controllino la conformità di benzina e combustibile diesel alle prescrizioni stabilite e, annualmente, forniscano alla Commissione Europea la sintesi dei dati relativi all’intero anno precedente.

La Commissione si impegna ad elaborare un sistema uniforme di controllo della qualità del combustibile con l’assistenza del Comitato Europeo di normalizzazione.

Le specifiche ecologiche stabilite dalla direttiva saranno obbligatorie a partire dal 2000 e dal 2005 e concernono:

- per la benzina senza piombo: il numero di ottano, la tensione di vapore, la distillazione all'evaporazione e il tenore di aromatici, benzene, olefine, ossigeno, ossigenati, zolfo e piombo;
- per il combustibile diesel: il numero di cetano, la densità, la distillazione, gli idrocarburi, gli aromatici policiclici e il tenore di zolfo.

L'11 maggio 2001 la Commissione ha presentato una proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente la qualità della benzina e del combustibile diesel e recante modifica della direttiva 98/70/CE.

La proposta di direttiva completa le specifiche ecologiche per la benzina e i combustibili diesel come previsto dalla direttiva 98/70/CE; rende obbligatorie l'introduzione e la disponibilità di benzina e di combustibili diesel a tenore zero di zolfo negli Stati membri entro il 1/1/2001.

Il 30 gennaio 2003 il Parlamento ha adottato il progetto comune; la direttiva 98/70/CE è stata modificata con la direttiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 3 marzo 2003.

Ai fini di questa direttiva per benzina si intende gli oli minerali volatili destinati al funzionamento dei motori a combustione interna e ad accensione comandata; è previsto che gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie affinché, a decorrere dal 1/1/2005, sul loro territorio venga commercializzata benzina senza piombo con tenore massimo di zolfo di 10 mg/kg.

Si stabilisce che gli Stati membri provvedono affinché, a decorrere dal 1/1/2009, sul loro territorio venga commercializzata solo benzina senza piombo conforme alle specifiche ecologiche.

1.8.3. I combustibili speciali

In questa categoria trovano posto una famiglia di prodotti abbastanza eterogenea, e pertanto non sempre confrontabili, che derivano dalle esperienze delle Compagnie Petrolifere unite alle esigenze del mercato di oggi ma, soprattutto di domani, il tutto mediato dalle condizioni di vendita.

Oggi si assiste alla commercializzazione di benzine e gasoli speciali, il cui utilizzo è previsto di immediata intercambiabilità con gli altri carburanti omologhi. Per ciò che concerne le benzine, queste normalmente sono prodotte ad alto numero di ottano e opportunamente additivate per renderle detergenti e per ottimizzare la produzione; i gasoli, invece, sono, di solito, a bassissimo contenuto di zolfo per anticipare i dettami della normativa europea che prevede l'introduzione progressiva di questi prodotti con l'obbligo d'impiego esclusivo dal 2004.

In relazione alle considerazioni economiche, ogni marchio ha fatto le proprie scelte utilizzando gli stessi prezzi di mercato dei prodotti analoghi ma di

minor pregio oppure applicando dei sovrapprezzi alle condizioni indicate dal mercato.

L'insieme di tutte queste condizioni impedisce la possibilità di redigere una sorta di classifica per i combustibili speciali.

1.8.4. Benzine speciali

La Italiana Petroli (IP) lancia sul mercato nazionale PLUS 98, la nuova benzina che garantisce le migliori prestazioni del motore; l'elevato numero di ottani, oltre 98, e l'equilibrio della sua distribuzione, la facilità di vaporizzazione e il potere detergente sono le caratteristiche che portano il nuovo prodotto a superare le performance delle benzine comuni.

IP PLUS 98 è commercializzata a partire dal 15 luglio 2003 in tutti i punti vendita IP che ne espongono il marchio.

Dal punto di vista tecnico i principali punti di forza di PLUS 98 sono quattro:

1. il numero di ottani, oltre 98, che supera di tre punti quello della comune benzina attualmente sul mercato e che, consentendo a PLUS 98 di bruciare in modo regolare, tende ad ottimizzare il processo di trasformazione dell'energia disponibile in energia meccanica;
2. la distribuzione equilibrata degli ottani, che rimangono in numero elevato sia nelle frazioni leggere che in quelle pesanti di PLUS 98, garantendo

proprietà antidetonanti omogenee lungo tutta la curva di distillazione, fa sì che PLUS98 bruci regolarmente e in modo efficace durante tutte le fasi della combustione;

3. la facilità di vaporizzazione, cioè la capacità del carburante di passare facilmente da liquido a vapore, che porta PLUS 98 a formare miscele con l'aria in tempi brevi e a produrre combustioni più rapide, migliorando la prontezza di risposta del motore;
4. il potere detergente: PLUS 98, infatti, contiene uno speciale additivo che impedisce la formazione di depositi nel sistema di alimentazione del motore e in particolare sulle valvole, e consente così al motore di mantenere le performance del motore nuovo.

Per la Shell abbiamo la Shell V Power, una benzina senza piombo, con caratteristiche innovative, prodotta esclusivamente da raffinerie del Gruppo Shell; è una benzina a 99 ottani che si confronta con le altre benzine verdi a 95 ottani normalmente presenti nella distribuzione.

L'alto numero di ottani consente di ottenere una maggiore potenza dal processo di combustione, esaltando le prestazioni del motore, con un grande vantaggio in termini di accelerazione. Inoltre Shell V Power è una benzina con elevata capacità di vaporizzazione che consente l'ottenimento di una risposta immediata del motore, infatti la facilità di trasformazione in vapore permette di sfruttare al massimo il processo di combustione.

Questo tipo di benzina contiene degli additivi che evitano la formazione di depositi all'interno del motore e tendono anche ad eliminare i residui presenti.

1.8.5. Gasoli speciali

L'Agip ha prodotto un carburante speciale senza zolfo: Bludiesel, il nuovo gasolio per autotrazione che anticipando la normativa europea, a partire dal 2009, migliora le prestazioni del motore e riduce le emissioni inquinanti.

Bludiesel presenta un'ulteriore caratteristica che va oltre del minore contenuto di zolfo, che è quello di una differente formulazione del combustibile, che consente una maggiore potenza del motore; in particolare, il più elevato numero di cetano, permette alla combustione di iniziare prima, con vantaggio per il funzionamento dei motori.

Q8 introduce un nuovo carburante per motori diesel a ridotto impatto ambientale: il Qwhite, un'emulsione di gasolio con acqua, circa il 13% in peso, destinata ad essere utilizzata dai mezzi adibiti al trasporto stradale e marino nonché ai mezzi di movimento terra.

Il prodotto, efficace nel ridurre le emissioni inquinanti in tutti i motori diesel, valorizza i parchi macchina esistenti consentendo di fronteggiare le attuali emergenze ambientali attraverso un maggior controllo delle emissioni degli

scarichi. In particolare, tra i benefici accertati su un tipico motore diesel per autotrazione pesante i più significativi sono:

- diminuzione delle emissioni dannose di ossidi di azoto pari a circa il 15%;
- abbattimento, fino all'80% della fumosità allo scarico, soprattutto nei motori diesel di vecchia concezione;
- consistente calo di circa il 20% delle emissioni di particolato;
- riduzione delle emissioni di anidride carbonica intorno all'8%.

Prestazioni superiori sono ottenibili in funzione della tipologia dei motori e delle condizioni operativi.

Questo carburante deve il suo nome al caratteristico colore bianco del gasolio emulsionato, effetto di un gioco di riflessione della luce; nasce dalla combinazione dei prodotti Q8 con la tecnologia Purinox TM della Lubrizol, leader mondiale nel campo degli additivi per l'industria petrolifera, con la quale la Kuwait Petroleum Italia ha recentemente siglato un accordo di partnership. Qwhite è distribuito direttamente dalla struttura di vendita della Kuwait Petroleum Italia S.p.a e in particolare dalla Q8 QUASER S.r.l, che si avvale di divisioni vendita su Milano, Padova, Livorno e Napoli.

Presso le stazioni di servizio della Tamoil, in Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto ed Emilia, è disponibile Ecò plus, il diesel a basso contenuto di zolfo; con comunicato dell'11 novembre 2002 il Gruppo Tamoil Italia ha deciso di estendere la distribuzione in queste regioni.

Ecò plus sostituirà integralmente il gasolio tradizionale e sarà disponibile al medesimo prezzo; questo carburante è la risposta del Gruppo Tamoil Italia al dilagante problema dell'inquinamento dovuto al traffico.

Il basso contenuto di zolfo, 50 parti per milione, consente di ridurre le emissioni di polveri lasciando inalterate le prestazioni e l'efficienza del motore; grazie al buon esito dell'esperimento il Gruppo Tamoil ha deciso di estendere l'area di copertura anche ad altre regioni del nord Italia.

CAPITOLO 2

IL MERCATO DEL PETROLIO: UN'ANALISI MONDIALE

2.1. La geopolitica del petrolio

Geopolitica è l'insieme delle relazioni che esistono tra la condotta di una politica di potenza sviluppata sul piano internazionale e il quadro geografico, e appunto geopolitico, in cui essa si esercita. E dunque, per questo, oggi è strumento essenziale per comprendere non solo i fatti e le vicende del mondo contemporaneo.

Le relazioni, le dinamiche, e dunque le scelte da intraprendere in un mondo sempre più ampio, complesso e veloce, profondamente mutato nei suoi scenari, e nei suoi equilibri e rapporti di forza, mutano, non solo a causa del passaggio dei BRIC (acronimo utilizzato per riferirsi congiuntamente a Brasile, Russia, India e Cina), dalla condizione di Paesi in via di sviluppo a quella di medie potenze economiche (con l'ovvia esclusione della Cina, già global power finanziario e produttivo), ma da tutto un insieme di elementi, spesso sottovalutati, quali il progressivo riassetto demografico, produttivo e culturale.

Le vie che uniscono le nuove aree produttive ai mercati di sbocco, diventeranno le nuove linee di demarcazione della prossima Guerra Fredda, e assumeranno un ruolo altrettanto importante, delle materie prime, ovvero della loro localizzazione e disponibilità.

Il picco del prezzo del petrolio è stato raggiunto nel luglio 2008, con la quotazione di 145 dollari al barile. Oggi lo scenario mondiale mantiene il prezzo del petrolio in un range compreso tra i 90 e i 100 dollari al barile, cioè sostanzialmente allo stesso livello a cui era all'inizio del 2008. Ma le quotazioni del barile e le decisioni dell'OPEC (Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio), non hanno riflessi consistenti solo davanti alla pompa di benzina o sulla bolletta energetica.

Lo stretto legame tra dollaro e petrolio, infatti, influenza in maniera considerevole anche i cambi sul mercato delle valute. E può essere usato come efficace strumento non convenzionale di politica monetaria indiretta.

Di conseguenza, se le quotazioni del barile sono determinate da alcune variabili di carattere politico, e dalla possibilità di alcuni Paesi produttori di valutare ottimisticamente le loro riserve 1P e 2P, e se il mercato è costituito da cartelli come l'OPEC, le oscillazioni del prezzo del barile di petrolio determinano un trasferimento netto non solo di risorse, ma di potere e di pressione geopolitica dai compratori ai venditori.

Petrolio e gas naturali sono infatti materie prime non rinnovabili, regolate dalla legge ricardiana dei rendimenti decrescenti. A ogni apporto x di un

qualsiasi fattore di produzione (tecnologia, lavoro, capitale, macchine, manodopera), non corrisponde un aumento della produzione (in questo caso dell'estrazione) in proporzione.

Nel caso di gas e petrolio più aumenta l'attività produttiva, ossia l'estrazione, tanto più aumenta il costo unitario di produzione/estrazione degli idrocarburi, indipendentemente dallo stato dei pozzi e delle riserve previste.

Malgrado termini come barile, riserve di greggio e OPEC siano entrati a fare parte del nostro linguaggio quotidiano, è opportuno chiarire che il barile, che corrisponde a 159 litri, viene trattato nella parte commerciale al NYMEX di New York, o alla ICE (Intercontinentalexchange), mentre la distribuzione avviene a Cushing, Oklahoma.

E le riserve di greggio si classificano secondo tre criteri: 1P/Proven, quando si hanno il 90-95 per cento di probabilità di estrarre petrolio; 2P/Probable, quando la probabilità scende al 50 per cento, e 3P/Possible, quando la probabilità si riduce al 5-10 per cento.

Naturalmente, questa classificazione non ingloba i fluidi estratti dai minerali solidi, dal gas naturale, dalle sabbie o dagli scisti bituminosi, o dal carbone. E, dato che la valutazione delle riserve petrolifere entra a fare parte della composizione del prezzo unitario del barile, la valutazione delle stesse, ossia delle riserve, da parte di ogni Paese produttore e dell'OPEC, tende ad essere "elaborata" per fini politici e strategici.

Una valutazione che però ha un rilievo tecnico facilmente verificabile: la pressione della massa di idrocarburi. Infine, la composizione del prezzo “al barile” è definita dal costo unitario di produzione, che nel Medio Oriente è circa 4,77 dollari, mentre è di 49,54 dollari per l’offshore USA.

Il prezzo benchmark, ossia di riferimento, del barile di petrolio viene definito anche attraverso i parametri di Dubai, Tapis e sul paniere OPEC, fondata nel 1960 da Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita e Venezuela, trasferita a Vienna nel 1965, alla quale si sono aggiunti Qatar (1961), Libia (1962), Emirati Arabi Uniti (1967), Algeria (1969), Nigeria (1971), Ecuador (1973/92-2007) e Angola (2007).

Per quella rent collecting agency, come correttamente è stata definita, che è l’OPEC, il modello geoeconomico del petrolio funziona sostanzialmente come segue: la liquidità raccolta con la vendita degli idrocarburi e dagli effetti speculativi (dato che la regolazione del sistema dei tetti e dei limiti in basso funziona come sostegno alla rendita dell’Agenzia), finanzia sia il bilancio statale dei Paesi produttori (tasse+vendite di titoli di Stato meno la spesa pubblica), sia il bilancio delle partite correnti, ovvero la differenza tra risparmi e investimenti.

E con questa quota di capitali i Paesi diversificano la base produttiva, favoriscono le privatizzazioni, il che genera alla fine la crescita e l’aumento del tasso di occupazione.

Il sistema di prezzi amministrati OPEC è però cessato nel 1985. Ossia, nel momento in cui per l'Organizzazione di Vienna (che allora comprendeva anche Indonesia e Gabon, e non permetteva la gestione rapida dei “fuori-quota” e delle condizioni macroeconomiche e finanziarie dei Paesi consumatori), il fine era contrastare un eventuale comportamento “cartellizzatore” dei Paesi produttori non-OPEC. Oggi Canada, Messico, Stati Uniti d'America, Oman, Asia, Russia, Kazakistan e Norvegia.

2.1.1. La geopolitica dell'OPEC

Ma come funziona oggi l'OPEC? In una prima fase, l'Agenzia-cartello di Vienna, che attribuisce a ciascuno dei paesi membri un tetto produttivo da non superare, definisce un prezzo-base al di sotto del quale il barile non si vende. E naturalmente questo floor price influenza anche i produttori non-OPEC. Di contro alla cartellizzazione verso il basso, l'Agenzia di Vienna definisce anche un tetto del prezzo, valido per tutti i Paesi membri, finalizzato a controllare gli effetti sull'abbassamento dei prezzi dell'aumento della domanda da parte dei consumatori. Crea quindi un limite macroeconomico alla gestione, da parte dei Paesi consumatori, di energie di sostituzione e/o dei paesi produttori non aderenti all'OPEC.

In altri termini, l'aumento degli acquisti di petrolio non fa abbassare i prezzi, mentre la diminuzione dell'offerta di idrocarburi non fa aumentare in modo eccessivo (e quindi passabile di economie di sostituzione) il prezzo unitario del barile di petrolio. L'OPEC insomma attua un meccanismo di retroazione sui Paesi consumatori, che da un lato accettano il prezzo medio del cartello e dall'altro sono costretti a non attivare, o rendere operativi, anche malgrado l'aumento dei consumi, o la loro diminuzione, gli effetti macroeconomici della quantità delle loro acquisizioni.

Usando come base il valore del dollaro, i prezzi del greggio sono aumentati del 525 per cento dalla fine del 2001 al 31 luglio del 2008. Una parziale speculazione, poiché dal 2000 al 2007 la domanda globale di petrolio è aumentata di nove milioni di barili/giorno. Ma l'OPEC non ha avuto (o non ha potuto) sostenere la domanda. Mentre, sia per motivi politici, sia per azioni di carattere strategico e militare, i paesi produttori non-OPEC hanno aumentato l'estrazione di greggio di soli 4 milioni di barili/giorno.

2.1.2. La geopolitica dei paesi produttori del Medio Oriente

Considerato il ruolo primario dei paesi produttori del Medio Oriente che non potrà essere scalfito almeno fino al 2025, si tratta di vedere qual è il rapporto tra geopolitica e petrolio sia nell'area Mediorientale, sia nelle zone sensibili

del pianeta. La questione insomma è verificare se in relazione all'aumento dei prezzi medi di estrazione e al correlato aumento della “fame” di petrolio e gas nel mondo, si verifichi anche una sorta di politicizzazione dei mercati per gli idrocarburi.

La quota di nuova estrazione dei “nuovi” Paesi produttori come Angola, Brasile, Sudan, Canada va sostanzialmente a coprire il declino di alcuni “vecchi” estrattori, quali il Venezuela, la Nigeria, che vive fasi di instabilità, e il Mare del Nord, la cui entrata in grande stile sul mercato del greggio nel 1971 fu l'inizio della maggiore fase di caduta del prezzo unitario del barile nel secondo dopoguerra, ma la cui produzione è “sostituita” dagli idrocarburi di “nuovi” produttori e, nell'immediato futuro, dal petrolio di Libia e Iraq.

Nel complesso però i nuovi Paesi produttori sono più lontani dai mercati finali dei vecchi Paesi estrattivi del Medio Oriente.

E soprattutto, Sudan e Angola, limitrofi alla Nigeria, sono molto più instabili politicamente “vecchi” estrattori che vanno a rimpiazzare, in un momento in cui la crisi economica dell'Occidente e la conformazione della sua opinione pubblica, dopo le guerre in Iraq e Afghanistan rende difficilissimo gestire operazioni militari in zone che pure sarebbero importantissime per l'economia dell'Ovest, come fu il Canale di Suez nel 1956.

Pertanto, aumentare l'instabilità politica di queste aree può creare un ulteriore elemento di indispensabilità geoeconomica del Medio Oriente e determinare una sorta di strategia indiretta del mercato petrolifero che potrebbe favorire

sia la Cina (fortemente presente in Angola e Sudan), sia i Paesi islamici più importanti dell'area OPEC.

2.1.3. La geopolitica nel resto del mondo

Per la geopolitica USA, infatti, il gioco è semplice: andare a prendere in Asia Centrale (la cui “chiave” è quell'Iraq che “copre”, dopo la cacciata del Baath di Saddam Hussein, l'Arabia Saudita dall'Iran), quel petrolio che è necessario a ridurre la dipendenza nordamericana dal Medio Oriente e rimane comunque a costi di produzione sensibilmente più bassi di quello canadese o brasiliano.

Al contrario, “la grande partita” della geopolitica statunitense è in pericolo per alcuni fattori solo in parte previsti dai Decisori di Washington, ossia: la sostanziale integrazione dell'attuale Iraq nell'area sciita dominata dall'Iran; il fallimento, anche in Afghanistan, dell'accerchiamento a Teheran che è la faccia statuale della Global War on Terror contro il jihad non statuale.

Per non parlare poi del Pakistan, altro anello della Corona di Merle statunitense nell'Asia Centrale e nel Golfo, che appare ormai come un vero e proprio failed State.

Il linkage strategico tra queste due dimensioni, il vecchio “asse del male” e il “jihad della spada” del “risveglio islamico”, è infatti il nucleo teorico della geopolitica USA tra Medio Oriente e Golfo Persico.

Ma alla luce di ciò, il “Terzo oil shock”, come è stato chiamato l' aumento del prezzo al barile del 2008/2009, ha sostanzialmente favorito la Federazione Russa, che ha goduto di prezzi elevati senza averne le condizioni geologiche, politiche e finanziarie, e il Venezuela, anch'esso privo delle caratteristiche economiche e strategiche che muovevano i Paesi maggiori dell'OPEC. In questo contesto il ruolo dell'Arabia Saudita diviene quindi centrale.

Riyadh ha aumentato la produzione nelle more della guerra in Iraq. Mentre ha fortemente abbassato le quote nel 2006 e nel 2007, quando i prezzi unitari del greggio sono ritornati a salire tra il 19 e il 10 per cento.

Un ruolo centrale, quello di Riyadh, come quello della Libia, che può aumentare significativamente la sua produzione, mentre gli Emirati del Golfo sono in calo strutturale e probabilmente stanno diminuendo la oil dependency delle loro economie.

Tuttavia le vere variabili sono politiche: il forte aumento della disoccupazione in Arabia Saudita, potrebbe portare ad una forte instabilità interna coniugata a un irrigidimento di Riyadh nei confronti di Teheran e a un mare di cheap oil per finanziare la repressione interna. E di conseguenza, la scelta di optare per una "sostituzione" del petrolio mediorientale (dove peraltro si trova ancora il

55 per cento delle proven reserves) con quello africano, è difficile, e priva di sostanza strategica.

La Nigeria, ad esempio, sta subendo una relevantissima esplosione demografica e un forte frazionamento (37 Stati e 774 governi locali) in linee religiose ed etniche che saranno, come in Yemen rispetto all'Arabia Saudita, a quindi in Mauritania, nel Sudan e nel Corno d'Africa, le linee di faglia, in cui si inserirà la “terza fase” del jihad delta spada di Al Qaeda.

La produzione della confederazione nigeriana, caduta anche a causa delle tensioni generate dal Movimento per l'Emancipazione del Delta del Niger a un 6,6 per cento della quota OPEC, è quindi un problema, non una soluzione, per la logica di sostituzione del greggio mediorientale con quello di altre aree. E il nesso tra polarizzazione sociale e crescita oil dependent si verifica anche in Algeria.

Questo ciclo, presente anche in altre aree petrolifere, è caratterizzato da alcuni fattori strutturali, quali:

- a) l'inesistenza di un reale interesse da parte delle classi politiche alla riduzione del contrasto sociale, che ha l'effetto di fare lievitare il prezzo del greggio piuttosto che diminuirlo;
- b) la diminuzione della possibilità di investimenti esteri nell'area, che potrebbero fare concorrenza alle imprese non oil a capitale nazionale;

- c) l'innescò, nel cuore della crisi economica interna, di una tinpot dictatorship, ossia di una “dittatura della ciotola” che amplifica il potere di condizionamento delle classi politiche sui ceti subalterni.

La Libia, che è entrata nel sistema di alleanze occidentali perchè ha valutato positivamente il suo potenziale estrattivo e ritiene di non potere subire la concorrenza di Paesi africani produttori di greggio come il Gabon, il Congo e il Ciad, ha intenzione di creare meccanismi di condizionamento extraeconomici verso la UE e gli altri Paesi consumatori per valorizzare le sue riserve e investire in Europa i suoi rilevanti surplus finanziari.

Infatti, tanto più la produzione OPEC stagna, tanto più diviene importante il rilievo dei Paesi petroliferi più piccoli. E tanto più si acuisce il nesso tra crisi del mercato petrolifero e crisi economica in Occidente, più i Paesi con maggiore liquidità finanziaria investono nei Paesi consumatori di petrolio, per costringere, di fatto, a riprendere i consumi di greggio e per favorire, in concorrenza con gli altri Paesi OPEC, i rapporti bilaterali sugli idrocarburi ai quali vengono coordinati interventi economici non oil anch'essi bilaterali.

In tutta l'Africa, ma anche in altri Paesi produttori di petrolio in America Latina, gli idrocarburi fanno parte di quella economia basata sulla corruzione che presuppone “l'acquisto” dei propri sostenitori militanti e la loro fedeltà attraverso la distribuzione di risorse materiali, più che simboliche o valoriali, al gruppo di sostegno.

In questo modo, nelle aree ad elevata presenza di materie prime contingentate, ad alto prezzo unitario o a regolazione politica e di cartello dei prezzi (dai diamanti al petrolio e alle droghe), le guerre civili non sono fasi intermedie di una futura stabilizzazione politica, ma vere e proprie industrie che ottimizzano i ritorni dei beni venduti; controllano tramite il mercato nero tutta la filiera del valore e della distribuzione ai consumatori; selezionano gli amici e i nemici attraverso la gestione politica dei mercati finali e mantengono artificialmente alti i prezzi delle materie prime vendute.

Dove non c'è un cartello legale, come è l'OPEC, c'è la guerra "cartellizzante" nelle aree della droga, o la minaccia agli interessi strategici dei Paesi compratori che stazionano nell'area.

Tutte operazioni che, sul piano dei sistemi petroliferi internazionali, sono all'ordine del giorno per Al Qaeda, che sta all'OPEC come l'Angolana Unita stava allo Zaire, che, durante gli scontri con il MPLA di Dos Santos, lo riforniva di armi.

Nell'area latino americana, e soprattutto in Messico e in Venezuela, assistiamo invece a un'espansione della produzione petrolifera, ben oltre il punto di equilibrio tra riserve e prezzo del barile, utilizzata per finanziare il forte debito pubblico e gli investimenti necessari all'aggiornamento degli impianti di estrazione.

Di conseguenza, come nel caso del Messico che ha avuto il picco della produzione nel 2004, il rapporto tra riserve sempre meno vaste ed espansione

dell'offerta petrolifera (che inevitabilmente porta il prezzo anche se cartellizzato verso il basso), potrebbe determinare la definitiva crisi fiscale e politica del Paese, con l'aggravante di dovere divenire, ben presto, importatore netto di idrocarburi.

Se quindi i Paesi produttori più lontani dai consumatori occidentali hanno la possibilità di giocare un “azzardo morale”, utilizzando la crisi sociale e politica per aumentare il prezzo medio del loro greggio, i Paesi produttori più vicini ai grandi consumatori possono invece trasferire la loro crisi sociale verso gli USA o gli altri Paesi dell'America Latina, ed esercitare pressioni verso i Paesi “ricchi”, a pena di destabilizzare demograficamente e socialmente, per acquisire con i loro finanziamenti il petrolio di cui hanno bisogno. Due diversi tipi di “moral hazard”, uno dei quali interseca un altro fenomeno spesso alla ribalta dei nostri Mass Media, ma sempre sottovalutato, nella sua effettiva natura.

Esiste infatti nelle aree dell'America Latina, così come in altre zone dell'Asia, un nesso strutturale tra crisi petrolifera, diminuzione delle riserve di greggio e passaggio dell'economia di questi Paesi dalla filiera del petrolio a quella della droga, che si noti hanno una struttura economica parallela. Infatti, droga e petrolio:

- a) sono inevitabilmente risorse asimmetriche, nel senso che non possono essere prodotte fuori dalla loro area originaria;

- b) hanno una formazione del loro prezzo nel quale si cristallizza facilmente la cosiddetta “rendita politica”;
- c) sono merci fortemente richieste dai consumatori e la cui disponibilità può essere ben cartellizzata. Droga e idrocarburi sono beni naturalmente dipendenti dall'offerta, non dalla domanda;
- d) permettono la nascita di una vasta economia parallela sia “grigia”, sia “bianca”.

Per le classi politiche l'economia della droga è un perfetto meccanismo di sostituzione dell'estrazione petrolifera. Sempre nel caso del Messico, nel 1995, l'anno della crisi finanziaria, il totale dei fondi “lavati” provenienti dal ciclo della droga era equivalente ai redditi derivanti dalle esportazioni petrolifere. Inoltre, il sistema illegale ha maggiore bisogno di coperture politiche, che vengono ricompensate con la corruzione e la stabilità del loro ruoto di potere; la popolazione disoccupata delle economie legali viene assorbita dal ciclo illegale, evitando quindi la deflagrazione sociale da crack dei sistemi produttivi “bianchi”.

Infine il denaro “lavato” tende a essere reinvestito all'interno del Paese nel quale è stato originato. E questo evita la penetrazione dei capitali stranieri, che per loro natura tendono a deformare la mediazione politica interna, e permette un abbassamento invisibile del tasso di cambio delle valute emesse da un drug state.

Le economie petrolifere e le economie della droga sono meccanismi di creazione di rendita, e di protezione, attraverso la “cartellizzazione” del prezzo e il contingentamento politico, o geoeconomico, del mercato di origine della merce trattata.

2.1.4. Il ruolo delle riserve di petrolio e la gestione dei prezzi

Ma qual è il nesso strategico tra valutazione e utilizzo delle riserve petrolifere e gestione dei prezzi, con le relative pressioni geopolitiche, e militari, sui consumatori, e contromisure dell'Occidente (e di Cina e India, oggi) sui cartelli dei produttori?

Le riserve di petrolio sono aumentate sensibilmente dagli anni '80, dopo la prima crisi dei prezzi al barile derivata dalla guerra dello Yom Kippur. E sul piano macroeconomico dipendono dal prezzo del barile. Una bassa valutazione di questo sui mercati non genera né interesse né capitali disponibili alla ricerca di nuovi campi di estrazione.

Tanto che, anche alcuni pozzi già in attività, se la produzione di petrolio diviene costosa a causa della depletion e dell'usura delle tecnologie di raffinamento, estrazione e stoccaggio, possono divenire economicamente non competitivi.

Se poi osserviamo, come abbiamo già notato, che l'estrazione di petrolio si regola sulla legge dei rendimenti decrescenti, (più aumenta l'estrazione indipendentemente dallo stato dei pozzi e delle riserve previste tanto più aumenta il costo unitario di produzione estrazione degli idrocarburi) e che le nuove aree di estrazione sono collocate in zone geopoliticamente instabili (o che diventano tali poichè petrolifere), e/o geologicamente poco adatte alle operazioni di escavazione dei pozzi, si comprende come le strutture collaterali alla produzione di idrocarburi acquisiscano una sempre maggiore importanza. L'acqua, ad esempio, essenziale nelle aree in cui il petrolio è molto profondo, o particolarmente “pesante”, e laddove sono presenti sabbie o scisti bituminosi, da separare dal petrolio.

E la protezione militare delle zone di estrazione, sono tutti costi aggiuntivi, ma inevitabili e mai trascurabili della intera catena degli idrocarburi. Per questo, i Paesi con le maggiori riserve, di tutti e tre i tipi, sono interessati a difendere un prezzo base per il cartello, che escluda la riduzione delle proprie esportazioni a favore di coloro che, con riserve meno vaste o più difficilmente disponibili, sono interessati a “coprire” a prezzi meno elevati i mercati finali del petrolio. Le riserve sono dunque una parte determinante per la formazione del prezzo del greggio.

E naturalmente la segretezza o la vaghezza dei dati forniti agli analisti è un ulteriore meccanismo di manipolazione politica dei prezzi. Il cartello evita i prezzi amministrati (che sarebbero prevedibili e ottimizzerebbero le politiche,

anche finanziarie, dei Paesi consumatori), e permette ai Paesi produttori di farsi finanziare, pressoché integralmente, la gestione e la scoperta di nuove aree di estrazione.

Ma proprio nell'aspetto finanziario la gestione del prezzo tramite la valutazione delle riserve determina un altro effetto rilevante: ossia la finanziarizzazione degli scambi.

Il cartello dei produttori sa bene che il benchmark del prezzo al barile (il prezzo di riferimento) non può corrispondere al prezzo “ottimo” per il produttore. I mercati occidentali, inoltre, sono divenuti, spesso grazie anche al trasferimento netto di liquidità globale verso i Paesi petroliferi, scarsamente dotati di liquidità finanziaria.

Se i produttori manipolano il prezzo attraverso la gestione delle riserve, il prezzo unitario del bene e la sua disponibilità totale (che è un altro modo di manipolare i prezzi), gli stessi produttori, che sono i soli a sapere quali davvero siano le riserve reali di petrolio, hanno comunque bisogno di creare un mercato secondario che permetta di modificare verso l'alto il prezzo unitario benchmark e convogliare elevati trasferimenti di liquidità verso la rendita dei produttori, anche in caso di insufficiente liquidità degli acquirenti. Due modifiche in una sola scelta: si manipola il prezzo benchmark, “formale”, del greggio, e si consente l'acquisto delle quantità di petrolio volute dal cartello al prezzo che vuole il produttore, a tutti i paesi consumatori.

Si tratta, come è facile intuire, della creazione di un mercato dei futures per il petrolio. Un mercato futures determinato dalla quantità delle riserve, dato noto esattamente solo ai produttori, e dalla relazione tra quantità politicamente disponibile di greggio e il suo prezzo unitario. In sostanza “un mercato per deformare il mercato”, potremmo dire con una battuta.

E soprattutto un mercato che, definita la relazione tra riserve reali e prezzi al barile, permette l'acquisto di petrolio non solo al prezzo voluto dal cartello dei produttori, ma nella quantità determinata dai produttori. In modo che il mercato dei futures e il sistema attraverso il quale viene determinato il prezzo del bene e non solo il prezzo del rischio sulle oscillazioni del valore del bene base. Così, se il costo di estrazione dai nuovi campi petroliferi aumenta, o se il rapporto tra riserve reali e prezzo è tale da non garantire il livello previsto di trasferimenti netti dai consumatori ai produttori, l'OPEC e i suoi maggiori Paesi membri modificano la quantità di petrolio disponibile.

E se tale quantità viene modificata prima della scadenza dei futures ad essa riferiti, l'oscillazione a breve dei prezzi e/o delle quantità di barili disponibili alla vendita diviene un ulteriore elemento di speculazione verso l'alto e di garanzia sul prezzo, sia al momento della concessione del future, sia alla sua scadenza.

L'Arabia Saudita, maggior produttore OPEC, mantiene i dati sulle riserve 1P come segreto di Stato. E l'OPEC, naturalmente, ha tutto l'interesse a utilizzare il mercato dei futures non solo (e non tanto) per immediati

trasferimenti di liquidità dai consumatori di petrolio ai Paesi estrattori; l'interesse principale è piuttosto utilizzare il mercato finanziario oil based in funzione di due obiettivi a lunga scadenza, ossia: il prolungamento delle riserve e l'ottimizzazione delle sue quote marginali finali; e la segnalazione ai consumatori del prezzo, o la forzatura a essi di quel prezzo che l'OPEC ritiene "ottimo" in quel momento.

Il prezzo ottimo è quello che si trova all'incontro tra la più alta Curva di Indifferenza raggiungibile tra i panieri di beni disponibili. La politica del cartello dei produttori di petrolio è quindi finalizzata ad evitare che altri produttori offrano al consumatore di petrolio un bene più vicino al prezzo ottimo del consumatore. Un risultato che l'OPEC, malgrado non possa sanzionare le vendite «fuori quota», ottiene modificando sia il paniere dei beni (con i futures), sia la curva di indifferenza dei Paesi consumatori. E dunque, come facilmente prevedibile in un mercato a prezzi calanti, i produttori non OPEC, fanno concorrenza al Cartello di Vienna, portando le loro estrazioni ai massimi livelli e utilizzando al massimo le loro riserve (e quindi indebolendosi nella gestione dei mercati future del barile), mentre l'OPEC, proprio per evitare la depletion delle sue riserve strategiche al prezzo peggiore, taglia la produzione.

Eppure, in ogni caso, in fase di mercati calanti ogni Paese del cartello viennese ha comunque tutto l'interesse a giocare il ruolo di free rider, e a

inondare, a prezzi favorevoli per i consumatori, i sistemi economici dell'Occidente e quelli in crescita di India e Cina.

E' infatti la valutazione delle riserve, che pure è un dato "opaco" per i compratori di petrolio, a definire la possibilità, da parte dell'OPEC di tagliare la produzione in modo efficace. Se tutti sanno, e soprattutto se è noto ai potenziali "free riders" del cartello viennese, qual è il livello del rapporto tra riserve provate e produzione in time, il "prezzo ottimo" segnalato dal sistema OPEC cessa di essere credibile ed efficace sia per i consumatori che per i produttori.

Ed è proprio la valutazione esatta del rapporto riserve provate/produzione annuale che permette al cartello dei Paesi produttori di "fare" il prezzo e non subirlo, accettando così i ritmi del ciclo economico dei Paesi consumatori. Quindi, le valutazioni sul rapporto ottimale tra riserve (incerte o, nel caso dell'Arabia Saudita, sconosciute e puramente prudenziali) e prezzo unitario per anno del barile, determinano anche la questione, ormai continuamente ripetuta dai mass media, della speculazione.

Nella teoria classica del fenomeno speculativo, esiste una proporzione diretta tra quantità e rilevanza delle transazioni e volatilità dei mercati.

Tanto più aumenta il volume globale degli scambi di una determinata commodity, tanto più cresce il rischio di una oscillazione dei prezzi: la volatilità appunto. E quindi aumenta la necessità, per gli operatori di quel

mercato, di assicurarsi contro l'oscillazione a breve dei prezzi e la loro imprevedibilità a medio termine.

La volatilità è la deviazione standard, espressa in termini diretti (8 euro, 5 dollari USA) dei rendimenti di uno strumento finanziario valutata in una unità di tempo. Arbitraggio è l'utilizzo a favore dell'investitore della differenza di prezzo unitario tra due o più mercati. Hedge è invece una posizione gestita in un mercato per evitare l'esposizione dell'investitore ai rischi di una oscillazione avversa e non prevista dei prezzi in un altro mercato.

Gli speculatori, quindi, garantendosi a breve, ossia mettendo in correlazione due o più mercati tra di loro, non possono modificare i livelli dei prezzi (che sono funzione della quantità, disponibile di un bene e del rapporto tra domanda e offerta), ma solo la volatilità maggiore dei mercati stessi.

Tradizionalmente, la volatilità è ritenuta negativa, se si investe in titoli, poiché con essa si misura l'incertezza del ritorno della somma capitale e interessi.

In altri mercati, però, e tra questi quello petrolifero, se un investitore ha poca liquidità per sostenere le fasi “alte” della volatilità, ma è capace di mantenere a lungo le sue posizioni in fasi di abbassamento del valore, può generare guadagni significativi.

Gli operatori finanziari che agiscono sul mercato petrolifero, (e anche questo è un fenomeno correlato alla valutazione delle riserve di greggio), o sono operatori del settore, che poi trattano direttamente in idrocarburi (e quindi sono interessati ad un prezzo ottimo; a modificare l'opacità del cartello OPEC

e a favorire il free riding ribassista dei membri dell'oligopolio di Vienna), o sono finanziari (e questi in maggiore numero rispetto ai primi), interessati ai profitti derivanti dalle oscillazioni del prezzo al barile.

Il criterio essenziale di valutazione degli operatori non commerciali è il rapporto tra valore del dollaro USA e prezzo unitario del petrolio, mentre quello degli operatori del settore interessati alla commodity è regolato dal nesso tra riserve petrolifere, oscillazione del dollaro USA e volatilità.

In sintesi: i finanziari, ossia gli attori non commerciali, sono interessati ad aumentare la volatilità, e a dominarla tramite il rapporto tra la quantità di titoli e la massa di merci. Mentre gli operatori commerciali hanno interessi esattamente opposti. Gli obiettivi dell'OPEC sono a metà tra questi due estremi. Il cartello dei Paesi produttori vuole abbastanza volatilità per permettere l'accumulo e il trasferimento netto di liquidità nelle fasi di aumento dei prezzi al barile, e necessita di un livello di comando e controllo del mercato tale da rendere efficaci i suoi segnali di diminuzione dei prezzi o della disponibilità di petrolio, quando conviene all'accordo di cartello.

Tanto maggiore è la quantità di derivati e di hedge sul mercato del petrolio, tanto minore è l'efficacia del sistema dei prezzi nell'essere un sistema di comunicazione dell'ottimo prezzo e delle riserve previste.

In termini geopolitici la speculazione sui derivati del petrolio permette di fare lievitare stabilmente i prezzi; di determinare il trend del dollaro rispetto all'euro, al renminbi cinese e alla rupia indiana; di usare la divisa USA sul

petrolio nello stesso modo in cui nella fase di Bretton Woods avveniva quando era collegata direttamente all'oro, utilizzando gli effetti macroeconomici del mercato petrolifero per evitare la recessione che si potrebbe innescare se i prezzi unitari del greggio salissero imprevedibilmente, come è accaduto nel 1973, nel 1979 e nel 2008.

Tanto è maggiore la quantità di linee speculative a breve termine sul mercato petrolifero, tanto maggiore, quindi, l'insensibilità del resto dell'economia dei paesi compratori alle oscillazioni del prezzo del greggio, e tanto maggiore l'opacità nella formazione del prezzo da parte dell'OPEC.

Una parte della finalità geopolitica e strategica della speculazione sul mercato degli idrocarburi è pertanto quella di determinare i ritmi e la struttura della crescita economica dei futuri, o meglio attuali, global competitors degli USA, Cina e India, e determinare in correlazione, a favore del dollaro, il livello degli scambi tra esso e l'euro.

Sempre sul piano geopolitico, occorre osservare come questa specifica tecnica speculativa determini i movimenti di due players quali Iran e Federazione Russa, che leggono il loro sistema petrolifero come parte di una global strategy che ha, naturalmente, anche aspetti militari, finanziari, diplomatici, politici.

Dato che le esportazioni iraniane sono per l'80 per cento legate al petrolio e al gas, che pure rappresentano il 40 per cento di tutte le entrate pubbliche, la Repubblica sciita di Teheran e, tra i Paesi dell'OPEC, particolarmente

influenzabile dalle oscillazioni “a breve” del prezzo del greggio e dal sistema oligopolistico di definizione dei prezzi del gas naturale, nel quale il link strategico è tra Federazione Russa, sistema centroasiatico e OPEC.

In questo ambito si verifica il nesso civile militare del nucleare iraniano. Se la produzione di petrolio di Teheran è oggi caduta a 3,7 milioni di barili/giorno (il 5 per cento al di sotto della sua quota OPEC), la rete atomica iraniana serve a:

- 1) diminuire la quota parte (che è sussidiata) del petrolio che viene assorbita dal mercato interno;
- 2) diminuire il costo della ristrutturazione dei pozzi, molti dei quali ormai tecnologicamente obsoleti;
- 3) “comandare” il sistema petrolifero che passa sullo stretto di Hormuz e nell'intero Golfo Persico gestendo crisi temporanee di rifornimento che potrebbero modificare politicamente le quote dei paesi OPEC concorrenti di Teheran;
- 4) proiettare la potenza iraniana in Iraq nelle aree sciite dell'Asia Centrale, nel quadrante dove ora operano la Federazione Russa e, in parte, la Cina.

Si tratta poi di mantenere il rapporto privilegiato di Pechino con le aree estrattive iraniane e di interdire questa zona agli investimenti occidentali. E questo, naturalmente, è solo l'aspetto geoeconomico del nucleare iraniano, che potrebbe divenire l'asse strategico intorno al quale disporre il jihad

permanente della spada e della parola contro “i Crociati e gli Ebrei”, per usare la formula di Osama Bin Laden nella sua fatwa del 1996, resa nota nel 1998. Se quindi, malgrado le nuove acquisizioni di campi petroliferi in Iran (soprattutto al confine con l'Iraq), tra consumi sussidiati interni, necessari per il mantenimento di una qualche stabilità sociale, e la necessità di esportare idrocarburi, Teheran dovesse abbassare la sua quota di esportazioni OPEC, il nucleare da un lato permette di sostenere i consumi energetici mantenendo un elevato livello di export del greggio anche malgrado i bassi investimenti in tecnologie estrattive, e dall'altro lato consente all'Iran di “influenzare” e “pilotare” le esportazioni del greggio delle limitrofe aree OPEC, con la minaccia nucleare e la capacità di interdizione delle linee di comunicazione marittima che portano il petrolio in Occidente, correlata alla posizione di interdizione, a questo punto anche nucleare, che l'Iran detiene anche rispetto alle reti di trasporto del gas che dall'Asia Centrale corrono verso la Turchia e il Mediterraneo.

Nella valutazione del nucleare iraniano, la separazione tra civile e militare, è quindi del tutto oziosa. Inoltre, la propaganda antisemita e antisraeliana di Teheran ha la funzione sia di egemonizzare la “piazza” araba (e questo in una fase in cui Egitto, Arabia Saudita, ANP sono regimi in crisi e in rapida trasformazione interna), sia di minare (e distruggere) l'unica retrovia, ossia Israele, capace di bloccare il progetto iraniano di lenta destabilizzazione dell'OPEC sunnita e assumere il controllo del petrolio iracheno, kuwaitiano,

del Golfo Persico a dell'Asia Centrale (che sarebbe la “parte mancante” della sua quota OPEC) senza difficili e lunghi investimenti nei suoi oilfields, e “controllare” e “pilotare” l'intero mercato del greggio verso l'Occidente.

E questo perchè, se l'estrazione di greggio iraniano cala annualmente del 13 per cento, dato che la produzione petrolifera è funzione sia delle riserve provate, sia degli investimenti tecnologici, sia delle tecnologie di trasporto, la Repubblica sciita dovrebbe divenire un paese importatore netto di petrolio nel 2020.

Inoltre, data la relazione tra consumi petroliferi interni sussidiati iraniani e la restrizione delle riserve, e pure facendo riferimento al fatto che il consumo interno di idrocarburi aumenta del 12 per cento l'anno in Iran, è evidente che i consumi interni nazionali giocano contro l'esportazione petrolifera, e i sussidi all'uso interno dei petroli riducono progressivamente la possibilità di finanziare, con i proventi dell'export, i sussidi stessi, indipendentemente dalla dimensione delle riserve provate e di quelle recentemente scoperte in Iran. Per l'Iran, come per gli altri Paesi OPEC, la crisi economica attuale si realizza infatti in un forte fenomeno depressivo.

Probabilmente, Ahmadinedjad e il gruppo dirigente tratto dalle varie bonyad (fondazioni) legate ai Pasdaran e ad Ali Khamenei pensano che la quota di petrolio e gas non assorbita dai mercati occidentali vada alla Cina, e in futuro all'India, soprattutto dopo la stabilizzazione dell'Afghanistan e il ritorno di Kabul nell'alveo della Shanghai Cooperation Organization.

I finanziamenti raccolti nelle fasi alte del ciclo dei prezzi al barile sono già stati spesi dal governo di Teheran, sia per sostenere il “welfare religioso” che lo caratterizza (e che sarà sempre più rilevante in relazione alla perdita di consenso interno causata dall'Onda verde dei riformisti dopo le ultime elezioni politiche), sia per garantire il riarmo e il sostegno al nucleare civile militare. Il vice governatore della Banca Centrale Iraniana, Pashaeifam, ritiene che il barile debba arrivare a superare i 60 dollari entro marzo 2011, in linea con la politica saudita che ipotizza un prezzo ottimo unitario del greggio a 70/75 dollari.

L'economia di Teheran è già al 26 per cento di inflazione annua, e se continua la attuale prezzatura del barile di greggio, la massa monetaria iraniana non potrà che essere allargata, con ulteriori effetti inflattivi. Vi è quindi un potenziale di deformazione geopolitica tra Iran, Russia e Paesi OPEC del Golfo: sia Mosca che i produttori sunniti del cartello di Vienna hanno le loro valute collegate al dollaro, come peraltro, sia pure in modo del tutto diverso, la stessa Cina.

Se quindi l'inflazione a Teheran aumenterà ulteriormente, la divisa iraniana sarà svalutata, di fatto o di diritto, e questo varrà sia per l'area del dollaro, sia per quell'area euro, sulla quale il regime di Ahmadinejad punta, anche con la “borsa petrolifera” dell'Isola di Kish, per contrastare l'azione del sistema petrolio dollaro. E qui, di nuovo, la questione delle riserve diviene essenziale: l'Oman ha 5 miliardi e mezzo barili di 1/P, l'Arabia Saudita 264 miliardi di

barili, l'Abu Dhabi 98,2 miliardi di barili, con un aumento programmato della produzione da 2,7 milioni di barili a 3,5 fino al 2018.

Le riserve dei concorrenti sunniti dell'Iran nel Cartello di Vienna hanno dunque la possibilità di generare tanto petrolio da sostenere la loro valuta, mentre questo non può essere, come abbiamo visto, il caso della sciita Teheran.

Se quindi è vero che l'Iran possiede il 10 per cento delle riserve di petrolio 1/P (136 miliardi di barili), terzo paese dopo l'Arabia Saudita e il Canada, è anche vero che, data la struttura economica interna e gli equilibri OPEC, e quelli tra il Cartello di Vienna e la Federazione Russa, Teheran deve importare circa il 50 per cento del petrolio raffinato per il consumo interno, mentre le raffinerie iraniane producono 44 milioni di litri/giorno, con un consumo pro/die di 65 milioni di litri.

Di conseguenza, data la combinazione tra alti consumi interni e alta inflazione, unita alla difficoltà di aggiornare le tecnologie di estrazione sia dei vecchi, sia dei nuovi campi petroliferi iraniani, è probabile che la spinta verso l'aumento della produzione OPEC non sarà del tutto seguita da Teheran, e quindi il petrolio non potrà più fare pegging sulla divisa interna iraniana.

Per gli alleati concorrenti dell'OPEC, è dunque una situazione win win: eliminano un concorrente pericoloso, creano una massa di trasferimenti dall'Occidente verso l'area delle petromonarchie, diversificano senza pressioni inflattive il loro sistema economico. Ecco dunque il fondamento

geoeconomico del progetto civile militare del nucleare iraniano, che servirà soprattutto a gestire una potente mainmise di Teheran nel petrolio sciita iracheno nel sistema del Caspio, e persino in Afghanistan, una volta “pacificata” l'area sotto il comando dei Taliban, che l'Iran fortemente sostiene.

Anche qui, si rivela il nesso tra strategia globale, economia, lotte intestine interne all'OPEC, e il progetto, sempre più necessario per Teheran, del nucleare, civile militare, attraverso il quale esercitare un “diritto di passo” sul Golfo Persico e una reale egemonia nell'area che va dal Golfo (in grande maggioranza sunnita e che sostiene il dollaro con il suo export e le sue elevate riserve 1/P), all'Asia Centrale e Centro Meridionale. E, ancora più, si appalesa il nesso tra retorica contro il grande Satana USA, che di fatto sostiene ed è sostenuto dalla maggioranza dei Paesi OPEC ed è presente anche nell'universo sciita del nuovo Iraq, la polemica iraniana contro l'esistenza stessa di Israele retroterra essenziale degli USA e della UE in Medio Oriente, e addirittura alleato di fatto, in uno scontro futuro con Teheran, dei Paesi arabi “moderati” in larga maggioranza sunniti, concorrenti con le loro riserve nell'OPEC, e gli interessi geoeconomici futuri dell'Iran.

Nesso ancora più evidente se consideriamo che il sistema sciita di Teheran si tiene in piedi solo con una larga spesa pubblica, e quindi una forte inflazione, che peraltro blocca la possibilità di forti investimenti nell'aggiornamento tecnologico dei pozzi iraniani vecchi e nuovi.

La questione delle riserve petrolifere in Russia è, per altri versi, ugualmente complessa. Com'è noto l'intento di Putin è utilizzare le sue riserve petrolifere e di gas per sostenere un forte nesso bilaterale con gli USA, il che permette alla Federazione Russa un gioco su due tavoli: da una parte il sostegno all'Iran e alla strategia dei prezzi OPEC, ai quali il petrolio russo è collegato, per creare i sovra redditi da idrocarburi che sostengono la crescita economica della Federazione, e dall'altra parte una azione di integrazione di fatto con la geoeconomia Statunitense, a patto che Washington eviti di restringere lo spazio di manovra di Mosca in Europa, pure lasciando mano libera alla Russia in Georgia e nelle altre Repubbliche del Caucaso. Parimenti, la Russia vuole utilizzare tutte le sue riserve provate (60 miliardi di barili, soprattutto in Siberia orientale) in rapporto alle necessità della crescita cinese (dato che Pechino sarà il “mercato di elezione” per l'export di Mosca) e in correlazione all'economia giapponese, per acquisire un mercato particolarmente vasto (e totalmente oil dependent dalle importazioni), e per evitare che Pechino determini, con la Russia, un “mercato del compratore” del petrolio e del gas di Mosca.

La geopolitica del petrolio russo è però determinata dalla sua combinazione specifica tra gas naturale e petrolio, che unite formano un export di idrocarburi maggiore di quello dell'Arabia Saudita.

In effetti, il ruolo della federazione Russa nel sistema petrolifero mediorientale è così come per l'URSS del tutto opportunistico. Nel corso

della guerra Iran Iraq, Mosca vende armi ad entrambi i contendenti e riceve in cambio petrolio, che rivende agli occidentali. L'invasione dell'Afghanistan è la scelta di coprire il fianco nord-occidentale del sistema petrolifero del Golfo Persico, e spinge l'Arabia Saudita a sostenere i taliban a quindi a modificare verso il basso i prezzi del greggio OPEC.

La fine della Guerra Fredda permette all'URSS e alla successiva Federazione Russa di disattivare le proprie reti in Afghanistan e in Medio Oriente e di riformulare in termini più amichevoli le sue politiche verso i produttori dell'area OPEC.

L'altra variabile è poi quella del fondamentalismo islamico, che Mosca ha naturalmente visto come una minaccia diretta ai propri interessi in Asia Centrale e nelle sue vecchie Repubbliche sovietiche a maggioranza musulmana. Dopo l'11 Settembre 2001 infatti i rapporti tra Mosca e Riyadh si raffreddano, mentre aumenta il rilievo della relazione bilaterale tra Russia e USA, che però non evita una diminuzione della pressione NATO sui vecchi confini del Patto di Varsavia. Ed è sulla base di questa dimensione del suo rapporto con gli USA, che la Russia ricostituisce un rapporto di amicizia con i Sauditi. I termini della trattativa sono semplici: Riyadh accetta le armi russe, anche in cambio di petrolio da rivendere ai Paesi occidentali, se Mosca fa una scelta netta contro il riarmo iraniano.

La storica tensione tra i due paesi torna quindi ad acuirsi. Per la Russia, che non ha mai accettato la politica dei prezzi OPEC indotta dall'Arabia Saudita,

avendo come interesse primario inondare l'Occidente con il suo petrolio per finanziare crescita economica e riarmo, torna infatti l'interesse a sostenere l'Iran come contraltare dei sauditi che cercano la global dominance petrolifera e hanno riserve provate maggiori di quelle russe, che Mosca può sostenere solo con una politica parallela di vendita di gas naturale verso l'Europa, la Cina e il Giappone.

E per la Russia il sostegno al programma nucleare iraniano è una strategia win win: con il nucleare civile militare Teheran si chiama fuori dalla competizione petrolifera con Mosca, che evita una pressione ostile dell'Iran ai suoi confini, acquisisce quote del gas naturale della Repubblica Sciita che rivende fuori dal regime sanzioni e contrasta attivamente la dominance sia petrolifera che militare dei Sauditi. Così come la Guerra Fredda era iniziata di fatto tra Persia e URSS, in un contesto nel quale Truman si era convinto che Mosca non era affidabile come partner, il mondo post Guerra Fredda definisce i suoi equilibri nella lotta geoeconomica e militare tra l'asse Iran Russia e l'area OPEC più vicina agli interessi USA e occidentali.

Ma il ritorno all'economia del petrolio, voluto da Vladimir Putin, implica un contrasto strategico tra Russia e OPEC, dato che Mosca vuole vendere il suo petrolio con prezzi che sono funzione dei suoi cicli economici e della sua politica di potenza, mentre l'OPEC a egemonia saudita è interessata soprattutto a regolamentare il prezzo del greggio in relazione alle sue forti riserve provate, e a gestire una oil addiction delle economie occidentali.

Una politica dei tempi lunghi, quindi, quella saudita, che contrasta gli interessi di dominance petrolifera a prezzi relativamente bassi che è nell'interesse russo. Mosca, dal 2002 fino al 2007, ha sempre prima o poi accettato i tagli alla produzione richiesti dal Cartello di Vienna, dato che questa politica era funzionale al necessario trasferimento netto di risorse dall'Ovest verso il nuovo sistema. economico russo.

Se i prezzi al barile cadono sotto i trenta dollari, data la svalutazione del rublo e la crisi economica globale, Mosca deve ricorrere alle proprie riserve di valuta forte, e quindi il petrolio diviene elemento di contrasto rispetto alle altre necessità di modernizzazione tecnologica dell'economia russa.

Ma, per il nuovo regime postsovietico, la politica petrolifera ideale è seguire l'OPEC quando i prezzi del greggio sono in salita, il che permette alla Russia di risparmiare sulla depletion delle proprie riserve di idrocarburi, gestire azioni di free riding contro il Cartello di Vienna quando i prezzi al barile cadono, per evitare. una vera e propria crisi fiscale del bilancio di Mosca.

Questo infatti non contrasta con la tendenza, mostrata di recente dall'ormai ex Presidente Medvedev, (appena sostituito da Vladimir Putin), a fare entrare formalmente la Federazione Russa nell'OPEC. Ingresso che permetterebbe a Mosca di seguire il Cartello di Vienna nelle sue politiche di tagli e riduzioni dell'offerta di greggio, ma consentirebbe alla Russia di gestire i suoi “fuori quota” in tempi di crisi economica e finanziaria.

In effetti, la politica petrolifera russa è, malgrado le necessità cicliche di bilancio, una politica a lungo termine. E con la sua rete di oligopoli semiprivatizzati ma fortemente collegati alla classe politica postsovietica, mira alla sostituzione di fatto, sia con il petrolio, sia con il gas naturale, del sistema OPEC. Circa il 60 per cento del petrolio venduto nel mondo proviene, oggi, da aree non OPEC. E sono stati gli stessi membri arabi del Cartello di Vienna a favorire lo shift verso i produttori esterni al loro gruppo. La politica degli alti prezzi successiva al 1973 ha reso infatti ragionevole l'investimento in aree tradizionalmente non petrolifere, mentre le guerre mediorientali e, soprattutto, quella tra Iran e Iraq hanno creato un vasto mercato per gli esportatori non OPEC. Sul piano economico e finanziario, la produzione esterna al Cartello di Vienna è sempre stata in crescita, fin dal 1993, mentre i prezzi rimangono elevati a causa della sola crescita della domanda. Quindi, le riserve russe saranno usate strategicamente per gestire sia i free riders interni all'OPEC, sia per unificare in un contro Cartello di Vienna tutti i produttori non legati al sistema mediorientale. Sarà questa la dominance russa sul mercato globale degli idrocarburi.

2.2. Evoluzione storica della produzione del greggio: l'OPEC

Come risorsa energetica fondamentale, il petrolio si afferma attorno alla prima guerra mondiale, quando sotto la spinta del progresso tecnico tedesco, le marine da guerra, abbandonano il motore a vapore per un più potente motore a combustione interna.

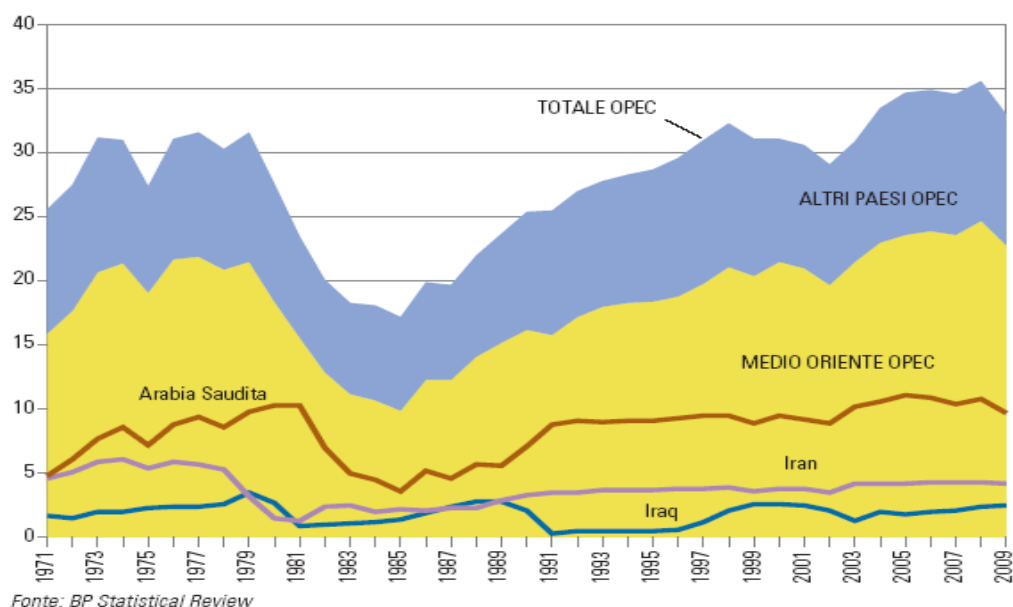
Da un giorno all'altro le tre principali potenze economiche dell'epoca, Francia, Germania e Gran Bretagna, molto ricche di riserve di carbone, quindi sino ad allora autosufficienti, si trovano a dipendere da fonti di approvvigionamento lontanissime.

Al contrario della Russia e degli Stati Uniti, che in quanto possessori della materia prima nei propri territori, diventeranno nel XX secolo le superpotenze che hanno monopolizzato il potere mondiale, condizionando tutte le scelte, le alleanze, ed i conflitti. Oggi, con l'ingresso di nuovi mercati, come Cina e India, si sono spostati gli equilibri mondiali che saranno tutti da riscrivere e rimodellare. In questo scenario nella geopolitica energetica, è entrato prepotentemente un attore protagonista, che dal secondo conflitto intorno agli anni cinquanta ad oggi, è il principale ago della bilancia negli accordi, sia economici, sia di scelte di politica energetica mondiale.

Questo nuovo attore è composto dal nucleo duro dei produttori di petrolio, geograficamente inquadrato nei paesi del Golfo Persico e risponde all'OPEC, acronimo di "Organization of the Petroleum Exporting Countries", organizzazione dei paesi esportatori di petrolio. L'OPEC fu fondata durante la Conferenza di Baghdad nel Settembre del 1960, inizialmente, ne facevano

parte 5 Paesi ([Iran](#), [Iraq](#), [Kuwait](#), [Arabia Saudita](#) e [Venezuela](#)), in seguito il loro numero è salito ad 11, con l'ingresso del [Qatar](#) (1961), dell'[Indonesia](#) (1962), della [Libia](#) (1962), degli [Emirati Arabi Uniti](#) (1967), dell'[Algeria](#) (1969) e della [Nigeria](#) (1971). Insieme coprono circa il 40% della produzione petrolifera mondiale e il 14% di quella di gas naturale (fig. 1).

Figura 1 - Produzione di greggio nei paesi OPEC (Milioni di barili/giorno)



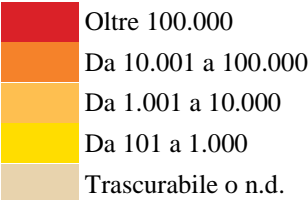
Nel loro sottosuolo, inoltre, è racchiuso quasi l'80% delle riserve di petrolio planetarie, un quarto del quale, lo detiene la sola Arabia Saudita (fig. 2, 3).

Figura 2 - Riserve accertate di greggio (mld di barili)

	A fine 1989	A fine 1999	A fine 2009	% sul totale 2009
Stati Uniti	34,3	29,7	28,4	2,1
Canada	11,6	18,3	33,2	2,5
Totale Nord America	45,9	48,0	61,6	4,6
Messico	52,0	21,5	11,7	0,9
Venezuela	59,0	76,8	172,3	12,9
Altri	10,5	20,9	26,6	2,0
Totale Centro e Sud America	121,5	119,3	210,6	15,8
Arabia Saudita	260,1	262,8	264,6	19,8
EAU	98,1	97,8	97,8	7,3
Iran	92,9	93,1	137,6	10,3
Iraq	100,0	112,5	115,0	8,6
Kuwait	97,1	96,5	101,5	7,6
Qatar	4,5	13,1	26,8	2,0
Altri	8,4	10,0	10,9	0,8
Totale Medio Oriente	661,0	685,8	754,2	56,6
Cina	16,0	15,1	14,8	1,1
India	4,3	5,0	5,8	0,4
Indonesia	5,1	5,2	4,4	0,3
Altri	9,3	14,6	17,2	1,3
Totale Asia e Oceania	34,7	39,9	42,2	3,2
Italia	0,8	0,9	0,9	0,1
Norvegia	8,4	10,9	7,1	0,5
Regno Unito	3,8	5,0	3,1	0,2
Altri	3,9	3,8	2,8	0,2
Totale Europa	16,9	20,6	13,9	1,0
Azerbaijan	n.d.	n.d.	7,0	0,5
Kazakhstan	n.d.	n.d.	39,8	3,0
Russia	n.d.	n.d.	74,2	5,6
Altri	n.d.	n.d.	1,9	0,1
Totale Ex Urss	67,3	87,2	122,9	9,2
Algeria	9,2	11,3	12,2	0,9
Angola	2,1	5,1	13,5	1,0
Libia	22,8	29,5	44,3	3,3
Nigeria	16,0	29,0	37,2	2,8
Altri	9,0	9,8	20,5	1,5
Totale Africa	59,1	84,7	127,7	9,6
TOTALE MONDO	1.006,4	1.085,5	1.333,1	100,0
di cui Paesi Opec	783,2	831,9	1.029,4	77,2

Fonte: BP Statistical Review

Figura 3 - -Riserve 2009 (milioni di barili)



crisi energetica del 1973

guerra del Kippur

mento d

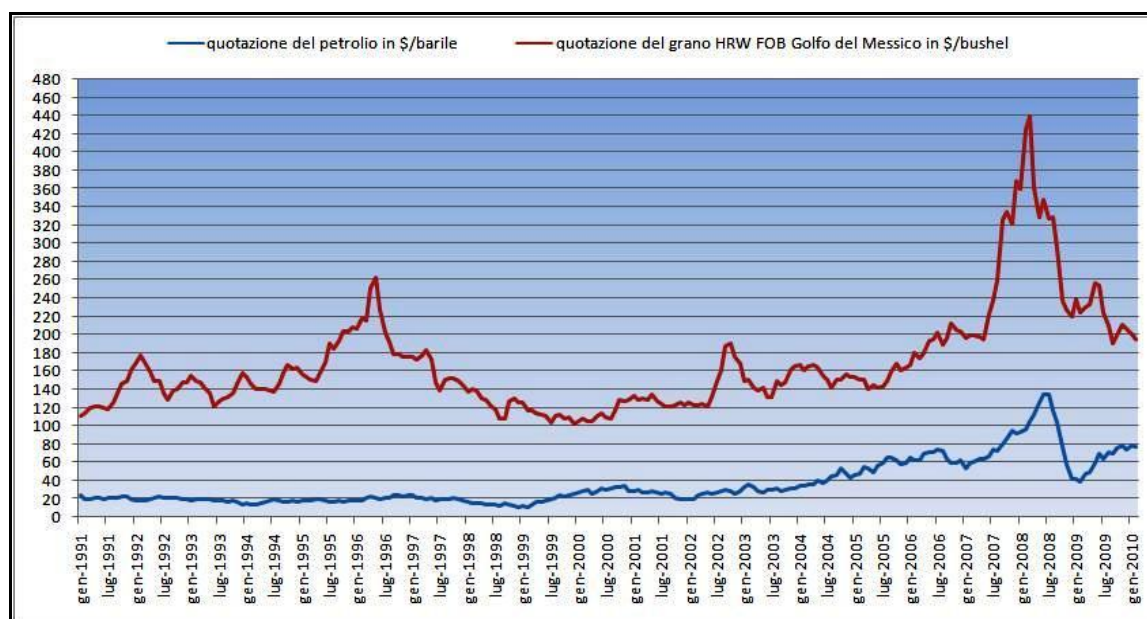
che durò per cinque mesi, dal [17 ottobre 1973](#) al [18 marzo 1974](#). Le nazioni dell'OPEC decisero, il [7 gennaio 1975](#), di innalzare i prezzi del petrolio greggio del 10%. Gran parte del successo dell'OPEC può essere attribuito alla flessibilità dell'[Arabia Saudita](#).

Questa nazione ha tollerato gli imbrogli sui patti, da parte di altri paesi membri e tagliato la sua produzione per compensare l'eccesso delle quote di produzione degli altri membri del cartello. Questo determina un grande potere per l'Arabia Saudita, perché con molti membri a produzione piena, l'Arabia Saudita è l'unico membro con capacità di scorta ed ha la capacità di aumentare la produzione, quando necessario.

Uno strumento, quello delle quote, che tuttavia verrà implementato solo a partire dal 1982, quando di fronte ad una situazione di *oversupply*¹⁴, che aveva innescato un meccanismo al ribasso sui prezzi, l'Arabia Saudita, decise, di porre un tetto produttivo ritenuto indispensabile per stabilizzare il mercato internazionale ed il prezzo. Questa politica ebbe successo causando l'innalzamento del prezzo del petrolio grezzo a livelli che erano stati raggiunti, in precedenza, solo dai prodotti raffinati (fig. 4). L'abilità dell'OPEC di innalzare i prezzi ha, però, dei limiti. Un incremento nei prezzi del petrolio fa diminuire i consumi e può causare un decremento netto delle entrate.

¹⁴Oversupply – si intende nel comparto energetico quando si rifornisce in quantità eccessiva.

Figura 4 – Andamento della quotazione del petrolio



Inoltre, una crescita continua del prezzo può incoraggiare un cambio dei comportamenti, come l'utilizzo di fonti alternative di energia o un maggiore risparmio. Con l'avvicinarsi della [guerra del Golfo](#) del 1990-91. Il presidente iracheno [Saddam Hussein](#) sostenne che l'OPEC doveva spingere verso l'alto il prezzo del petrolio, aiutando così l'[Iraq](#) e gli altri stati membri, a ripianare i debiti. Infatti, se dal 2000 fino al dicembre 2003 l'OPEC era riuscita a modulare l'offerta in relazione alle dinamiche attese dalla domanda, dal 2004 in poi il cartello petrolifero è stato incapace di garantire quotazioni stabili (tab. 1).

Tabella 1 - I primi 10 Stati Produttori di Petrolio al Mondo (anno 2009)

Classifica	Nazione	Produzione "crude oil" Migliaia di barili al	% sul totale
------------	---------	---	--------------

		giorno	
1	Russia	9.650,4	14,0%
2	Arabia Saudita	8.184,0	11,9%
3	Stati Uniti d'America	5.310,1	7,7%
4	Cina	3.793,0	5,5%
5	Iran	3.557,1	5,2%
6	Venezuela	2.878,1	4,2%
7	Messico	2.601,4	3,8%
8	Iraq	2.336,2	3,4%
9	Kuwait	2.261,6	3,3%
10	Emirati Arabi Uniti	2.241,6	3,2%
11	Resto del mondo	26.212,4	38,0%
Totale		69.025,9	100%
OPEC		28.927,1	41,9%
Non-OPEC		40.098,8	58,1%

Fonte:www.corriere.it

Ragioni di natura strutturale legate alla speculazione finanziaria prima e congiuntura economica poi, costituiscono le cause principali di questa *debacle*. L'OPEC, nell'agosto 2004, ha comunicato che i suoi membri dispongono di poco margine di incremento della produzione, dimostrando in questo modo, che il cartello sta perdendo la sua influenza sul prezzo del greggio.

CAPITOLO 3

IL MERCATO ITALIANO DEL PETROLIO: ANALISI E PROSPETTIVE

3.1. Introduzione

L'Italia importa circa l'85% del proprio fabbisogno energetico dall'estero. Un problema acuito dalla guerra in Libia e da tutta la crisi che ha attraversato il Nord Africa, paesi cardine per le nostre importazioni di energia.

Nell'ultimo rapporto dell'Autorità dell'Energia emerge un quadro preoccupante di quanto i prezzi delle nostre bollette in Italia siano condizionati da fattori esterni, come ad esempio, le prolungate e forti tensioni dell'ultimo anno, determinate dall'esplosione e dal diffondersi delle crisi politiche negli Stati nordafricani, che hanno fortemente influito sull'acquisto delle materie prime.

Le piazze egiziane, libiche e tunisine, degenerate con l'uccisione di Gheddafi e la morte di Ben Alì, pongono al centro del dibattito uno dei temi da sempre cari all'economia del nostro Paese, quello della dipendenza degli approvvigionamenti energetici dei paesi consumatori/importatori.

L'instabilità politica di queste aree non può lasciare sorpresi, considerando le cicliche crisi che questi regimi hanno vissuto dal dopoguerra ad oggi.

Gli Shock petroliferi del '73 e del '79 ed i problemi del Medio Oriente negli ultimi decenni, non hanno trovato preparato un Paese considerato evoluto come l'Italia, che negli ultimi '60 anni dal Secondo conflitto mondiale, non ha saputo riformulare e rimodellare le sue fonti di approvvigionamento.

Tutta questa situazione incide drasticamente, di riflesso, sui prezzi di riferimento delle bollette che già da aprile 2011, sono aumentati del 2% e solo per l'energia elettrica, l'incremento è stato del 3,9%, un + 0,9% determinato dagli andamenti dei mercati, cui si aggiunge un +3% per l'incentivazione delle rinnovabili.

In questo quadro pesa un duplice effetto: da un lato, la crescita ininterrotta delle quotazioni petrolifere da gennaio 2009 (+ 45% negli ultimi 12 mesi e + 145% in due anni), con picchi di oltre 116 dollari al barile per il *Brent*, greggio di riferimento nei mercati europei e dall'altro, sui prezzi dell'energia elettrica incide, in particolare, il finanziamento delle rinnovabili per complessivi 4,9 miliardi di euro, tra cui 1,4 miliardi di euro per i certificati verdi e 2,4 miliardi di euro per il fotovoltaico.

Più che questi dati, però, quello che dovrebbe far preoccupare maggiormente è che le rivolte di piazza potranno contagiare altri paesi dell'area nordafricana e del Medio Oriente da cui proviene 1/3 della produzione mondiale di petrolio, che copre “solo” il 90% della domanda europea.

3.2. Il petrolio in Italia

L'Italia, se paragonato alla sua capacità produttiva, è un paese a forte dipendenza energetica. Il nostro Paese, essendo tra i paesi più industrializzati al mondo, fa parte del G7, in quanto ha un'elevata capacità di produrre ricchezza ma, ha anche una carenza nella produzione energetica, elemento che incide sensibilmente nella bilancia commerciale con l'estero esponendoci sensibilmente.

I dati sulla produzione e sul consumo energetico fino al 2020, pubblicati dall'Unione Petrolifera, associazione che raccoglie i produttori petroliferi che operano in Italia, descrivono un quadro caratterizzato da una sostanziale dipendenza dall'estero della domanda energetica nazionale.

Dobbiamo intraprendere politiche che tendano alla diminuzione della domanda di petrolio, che dovranno essere accompagnate, in via principale, da due fattori concomitanti.

Innanzitutto, il prevalere del gas¹⁵ come fonte fossile preferita per la produzione di energia elettrica ed in secondo luogo, lo sviluppo del carbone come fonte energetica ancora altamente competitiva sul mercato globale,

¹⁵LA FINE DEL PETROLIO *combustibili fossili e prospettive energetiche per il ventunesimo secolo*, Bardi U., Editori Riuniti, (2003).

facilmente trasportabile via mare e soprattutto presente in aree geopolitiche sostanzialmente stabili.

Bisognerebbe investire nel medio periodo, nella ricerca dello sviluppo di tecnologie, quali ad esempio, le automobili a consumo ibrido, la diffusione delle celle a combustibile e ad idrogeno, lo sviluppo di sistemi a gas, che ridurrebbero sensibilmente l'utilizzo di benzine e gasolio per auto e autotrazione, per iniziare a diminuire la dipendenza dagli idrocarburi.

Oltre all'incidenza del prezzo del petrolio mondiale, stimato dall'Economist tra 100 e i 110 dollari al barile per i prossimi anni, con picchi anche più alti, che potrebbe fare da leva esponenziale a questo necessario processo di trasformazione.

Il problema dell'andamento del prezzo del petrolio, come dimostrato nel corso dell'ultimo secolo, è un problema di ampia portata, per smarcarsi dalla sua dipendenza bisogna penetrare a fondo nella società e nelle scelte di vita dei cittadini e del sistema paese, quale ad esempio un ripensare all'uso ed utilizzo dei mezzi pubblici per la mobilità collettiva.

L'immissione nelle grandi città di sistemi per il trasporto urbano ridurranno notevolmente la richiesta di prodotti petroliferi raffinati, così come l'immissione di nuovi treni ad alta velocità ed ad alta frequenza, che permetteranno di rendere l'utilizzo dell'auto non competitivo.

Allo sviluppo dei treni, seguirà anche uno sviluppo del trasporto merci, via mare, per le brevi distanze. Sebbene considerato da molti un costo elevato nel

breve periodo, nel medio e nel lungo, il trasporto via mare per tratti brevi, risulterà conveniente se abbinato, ad esempio, ad uno sviluppo del trasporto merci via ferrovia in coordinazione con gli enti locali.

Come già detto in precedenza, con la teoria di Hubbert¹⁶ e le fonti estere da cui si importa petrolio, il vero problema è la dipendenza dal greggio, che le nostre economie si sono costruite nelle scelte industriali sull'intero sistema paese. Dal dopoguerra le economie mondiali si sono completamente basate sul petrolio ed i suoi derivati, portando, ormai da decenni, a subire passivamente tutte le oscillazioni, che il prezzo del greggio ha vissuto negli ultimi decenni.

La teoria del picco di Hubbert è stata proposta, nella sua formulazione iniziale, nel 1956 e riguarda l'evoluzione temporale di una qualsiasi risorsa esauribile o limitata in natura.

Hubbert era un geologo che si pose il quesito di quanto potesse determinare una rendita su un determinato pozzo, cercare di capire fino a che punto i costi di estrazione andassero a limitare i profitti derivanti dal singolo pozzo, dato che un pozzo non viene chiuso quando finisce il petrolio, ma quando non è più conveniente estrarlo.

Hubbert nel tempo ampliò la sua ricerca e la estese a tutto il settore petrolifero americano, dove predisse, nei primi anni sessanta, che il picco di produzione di petrolio in USA sarebbe arrivato intorno al 1972-73, attirandosi anche molte critiche.

¹⁶*L'era del petrolio*, di Leonardo Maugeri, Feltrinelli, 2006.

Solo dopo il 1970, anno in cui si avverò quanto previsto, molti studiosi cominciarono a studiare la sua teoria con attenzione. In seguito, la sua teoria venne applicata anche alle riserve mondiali e le sue stime portarono a confutare che, il decennio appena trascorso, sarebbe stato, come predetto, quello del picco. Questa previsione¹⁷ fu, nel tempo corretta, in parte, visto che l'analisi dei giacimenti mondiali è molto complessa e molto più articolata rispetto ad un singolo pozzo. Le tecniche di estrazione, le nuove tecnologie, le scoperte di nuovi giacimenti, hanno influito sulle stime che prevedono, ora, il picco petrolifero tra il 2015 e il 2030.

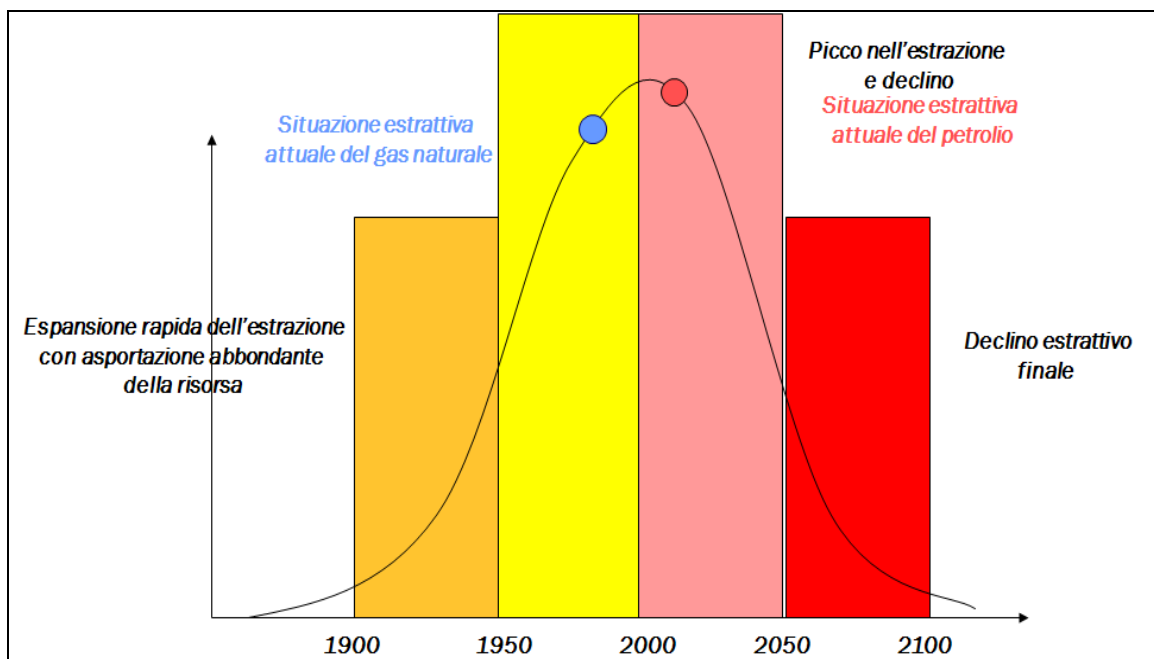
Un dato, con previsioni più allarmistiche nei nuovi studi rispetto a quelli di Hubbert, che preoccupa è quello che, una volta toccato il picco della produzione di petrolio, la diminuzione della quantità¹⁸ offerta sarà molto più drastica e repentina di quanto gli studi, di fine secolo scorso, avessero previsto (fig. 1).

Questi scenari e le nuove previsioni, creano soltanto un *plus* di tempo, per prepararci a sostituire il petrolio con altre fonti energetiche.

¹⁷*L'era del petrolio*, di Leonardo Maugeri, Feltrinelli, 2006.

¹⁸Quando parliamo di quantità di petrolio si intende sempre le riserve che sono attualmente conosciute e disponibili sommate a quelle che la tecnologia sarà in grado di scoprire.

Figura 1 - Picco di Hubert (*E' raffigurata una curva teorica nell'evoluzione della produzione estrattiva di qualunque risorsa mineraria, incluso il petrolio, esauribile o fisicamente limitata*)



3.3. Economie e petrolio

Fino ad oggi, il petrolio convenzionale domina le economie moderne. Fornisce circa un terzo dell'energia consumata a livello mondiale e conta per il 98%, della produzione complessiva di combustibili liquidi.

Molti analisti prevedono l'imminente arrivo del suo picco produttivo ed il conseguente declino dell'offerta, in ragione del progressivo esaurimento della base di risorse esistenti.

Alcuni ritengono che il verificarsi di questa situazione possa comportare gravi problemi di ordine economico, in quanto le fonti non convenzionali non saranno in grado di colmare il *gap* tra domanda ed offerta, nei tempi richiesti. Un mondo senza petrolio è difficile da immaginare, oggi, quando buona parte del nostro stile di vita, dall'automobile all'agricoltura, dalla plastica alla luce elettrica, è in buona parte dipendente, in un modo o nell'altro, dall'“Oro Nero”.

Eppure è proprio a scenari di questo genere che invita a riflettere il rapporto dell'istituto di ricerca indipendente “Energy Watch Group”. Infatti, secondo lo studio, la produzione mondiale di petrolio ha raggiunto il suo “picco” nel 2006 ed è destinata a più che dimezzarsi entro il 2030.

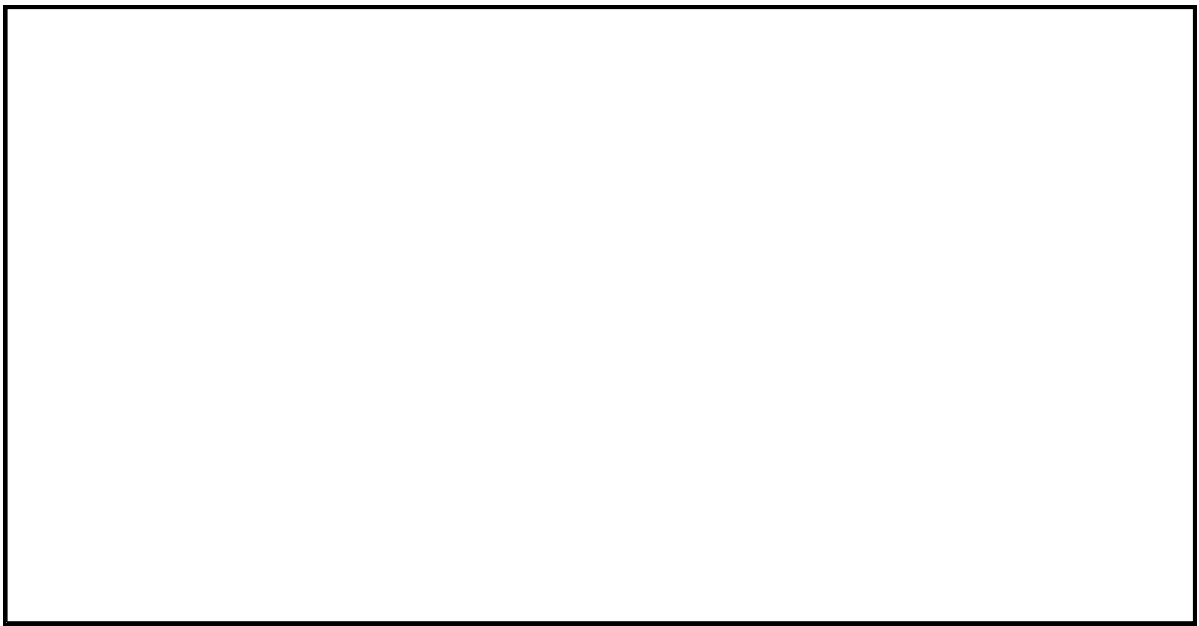
Dagli 87 milioni di barili al giorno odierni, si passerà a 58 milioni nel 2020 e a 39 milioni nel 2030. Lo scenario della futura crisi energetica, già preannunciato, secondo alcuni, dai recenti rialzi del prezzo del barile, che ha toccato ultimamente la quota-record di 147 dollari, è tutt'altro che roseo, potrebbe portare, nel quadro più drastico, ad un collasso della società.

Fino ad oggi, il dibattito sul “Peak Oil” ha scarsamente influenzato la politica energetica dei paesi OCSE. Ma dall’inizio del 2001, il combinarsi di forte crescita della domanda, l’erosione della *spare capacity*¹⁹ ed i preoccupanti

¹⁹Per Spare Capacity si intende la differenza tra offerta e domanda nel mercato di un determinato bene. Quando la domanda cresce improvvisamente si fa ricorso alle scorte di “spare capacity” accumulate nel tempo.

allarmismi lanciati da un crescente numero di analisti, ha sollevato una serie di preoccupazioni in merito (fig. 2).

Figura 2 - Rappresentazione grafica della produzione di petrolio, della teoria di Hubbert



La produzione mondiale si è mantenuta sostanzialmente piatta dal 2005 in avanti, nonostante i prezzi in quell'anno su livelli prossimi ai 50 doll./bbl. abbiano raggiunto il record di 147 dollari nel 2008 e attualmente viaggino intorno ai 90 doll./bbl.

Quotazioni così elevate hanno contribuito a scatenare la recessione economica del 2008, che ha ridotto la domanda petrolifera e portato alla cancellazione o sospensione di molti progetti *upstream*.

Oggi, la domanda mondiale ha ripreso a crescere, principalmente guidata dalla vendita di veicoli in Cina ed India, mentre il mix della produzione declinante, dei giacimenti esistenti e dei lunghi tempi di realizzazione dei nuovi progetti, è costoso per l'accesso alle nuove risorse e sta rendendo sempre più difficoltosa l'espansione della base produttiva.

Molti analisti predicono per il 2015, il sorgere di ulteriori vincoli lato offerta, con conseguente impennata dei prezzi e possibile innesco di una nuova recessione. Se la produzione non aumenta, la situazione suesposta potrebbe diventare un fenomeno ciclico e come tale destinato a ripetersi più volte: crescita della domanda, brusco rialzo dei prezzi, rallentamento dell'economia mondiale, riduzione della domanda.

Fare previsioni sulle dinamiche dell'offerta petrolifera è un esercizio azzardato e lo dimostra la lunga storia di previsioni in materia rivelatesi errate.

Tuttavia, esistono due caratteristiche fisiche delle risorse di petrolio convenzionale²⁰, che rendono inevitabili il picco ed il conseguente definitivo declino produttivo.

Per prima cosa, il tasso produttivo dei singoli giacimenti tende ad aumentare, raggiungendo il picco o *plateau* produttivo relativamente presto, lungo la vita del giacimento stesso; da quel momento in poi, la produzione inizia a declinare, principalmente in ragione della minor pressione.

²⁰*L'era del petrolio*, di Leonardo Maugeri, Feltrinelli, 2006.

Questo significa che il 4% circa della capacità produttiva mondiale necessita di essere rimpiazzata ogni anno, solo per mantenere la produzione sui livelli correnti, in sostanza, è come se ogni tre anni venisse immessa sul mercato la produzione dell'Arabia Saudita.

Con la domanda in crescita e l'aumento del tasso di declino dei giacimenti esistenti, sta diventando sempre più difficile mantenere la produzione al livello corrente e con le parole dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) *“stiamo correndo più veloce, per rimanere fermi”*.

Circa metà della capacità produttiva mondiale dovrà essere rimpiazzata prima del 2020 e gli investimenti riguarderanno in misura crescente giacimenti più piccoli, localizzati in siti difficili e la cui messa in produzione è più costosa.

In secondo luogo, gran parte del petrolio convenzionale esistente a livello mondiale è concentrato in un piccolo numero di grandi giacimenti. Nonostante si contino complessivamente circa 70.000 campi petroliferi, la metà della produzione mondiale proviene da appena 110 di questi, un quinto da soli 10²¹ campi e il 6% da un solo giacimento, *Ghawar* in Arabia Saudita.

Circa 500 giganti contano per i 2/3 di tutto il petrolio sinora scoperto.

Gran parte di questi, sono relativamente datati, molti hanno, da tempo, raggiunto il loro picco produttivo, mentre gran parte dei rimanenti inizierà il suo declino entro il prossimo decennio o quasi e pochi nuovi giganti verranno scoperti.

²¹www.mercatoelettrico.org/En/.

Questa combinazione di elementi causerà il raggiungimento del picco produttivo su scala globale.

Ad un certo punto, la produzione addizionale da giacimenti nuovi e più piccoli non sarà più sufficiente a compensare il declino produttivo, di quelli meno recenti.

Questo processo è stato osservato in oltre cento aree di produzione petrolifera dislocate in diverse parti del mondo e si evince come, in generale, il picco viene raggiunto molto prima che la metà delle risorse di una regione sia stata prodotta.

Le circostanze economiche e politiche influenzeranno in misura determinante il momento in cui il picco si verificherà su scala mondiale ma, le complesse interazioni tra domanda ed offerta, rendono molto più probabile l'oscillazione della produzione attorno ad una linea di *plateau* per un certo periodo di tempo, piuttosto che un brusco raggiungimento del picco stesso.

Tuttavia, ad un certo punto, il declino sarà inevitabile. Se il momento esatto in cui il picco si verificherà rimane incerto, l'orizzonte entro il quale verrà raggiunto, si sta rapidamente restringendo. In base alle ultime stime, abbiamo consumato tra il 28% e il 56% del petrolio convenzionale recuperabile. Il *UK Energy Research Centre*²² ha recentemente messo a confronto 14 previsioni relative all'offerta petrolifera mondiale all'orizzonte 2030.

²²UK Energy Research Centre è il centro studi e ricerche per l'energia del Regno Unito, i dati riportati sono frutto di uno studio riportato da www.economist.com.

In base a questa analisi e ad un report più esteso pubblicato sull'argomento, l'UKERC ha concluso che il picco della produzione di petrolio convenzionale è probabile che si verifichi prima del 2030, confermando anche quello del picco della teoria di Hubbert fatto negli anni '60.

Se si vogliono evitare conseguenze disastrose e se devono essere sviluppate solo soluzioni *climate-friendly*, la questione dell'esaurimento delle risorse petrolifere richiede un'urgente attenzione.

Le opportunità più promettenti sono concentrate lato domanda, come il miglioramento dell'efficienza dei veicoli e quindi il minor uso di carburanti autotrazione o gli investimenti nel trasporto pubblico. Simili cambiamenti sono in corso ma, devono procedere ad un tasso più accelerato di quello oggi previsto. Allo stato attuale, tuttavia, gran parte dei governi non sta prendendo la questione sufficientemente sul serio²³.

“Il boom petrolifero - citando il sovrano saudita Abdullah - e' finito e non tornera'. Dobbiamo abituarci ad uno stile di vita differente”’.

²³*L'era del petrolio*, di Leonardo Maugeri, Feltrinelli, 2006.

3.4. Il mercato petrolifero italiano

La crisi economica internazionale ha avuto effetti pesanti anche sui consumi italiani di energia che nel 2009 sono stati pari a 177,9 MTep, con un calo di circa il 5% rispetto all'anno 2008. L'analisi evidenzia:

- consumi petroliferi (-6,6%);
- consumi di gas (-8%);
- consumi di carbone (-2,4%).

Solo le importazioni nette di elettricità (+11,2%) e le rinnovabili (+8,5%) hanno mostrato segni positivi beneficiando di una maggiore produzione idroelettrica e dell'incremento dell'eolico e solare sulle quali anche le compagnie petrolifere stanno investendo. Il petrolio, pur rimanendo la principale fonte di energia nella copertura del fabbisogno energetico nazionale, nel 2009 ha fatto registrare un indice di copertura di 41,6% (era 50% nel 2000).

Complessivamente, nel 2009 la riduzione nella domanda petrolifera è stata di oltre 5,3 milioni di tonnellate, nonostante prezzi dei prodotti petroliferi decisamente più bassi rispetto ai picchi massimi del 2008. Dal 2004 la flessione diventa quasi 15 milioni di tonnellate (-16,2%).

In calo di un milione di tonnellate è apparsa la domanda per carburanti (benzina più gasolio) diminuita nel complesso del 2,8%, con la benzina che ha fatto registrare il valore più basso degli ultimi 30 anni, mentre il gasolio è

tornato sui livelli del 2006. Il sistema di raffinazione nazionale è stato fortemente colpito da questa drastica riduzione dei consumi, risentendone più di altri paesi europei, con lavorazioni in decisa contrazione non solo in termini di riduzione dei margini ma anche di volumi.

Per effetto del calo della domanda interna ed estera, i tassi di utilizzo degli impianti nel 2009 sono scesi all'82% rispetto ad una media di quasi il 95% nel periodo 2005-2008. Ciò ha comportato una forte contrazione delle lavorazioni tornate sui livelli del 1995 (fig. 3 e tab. 1).

Figura 3 - Andamento produzioni delle raffinerie in Italia

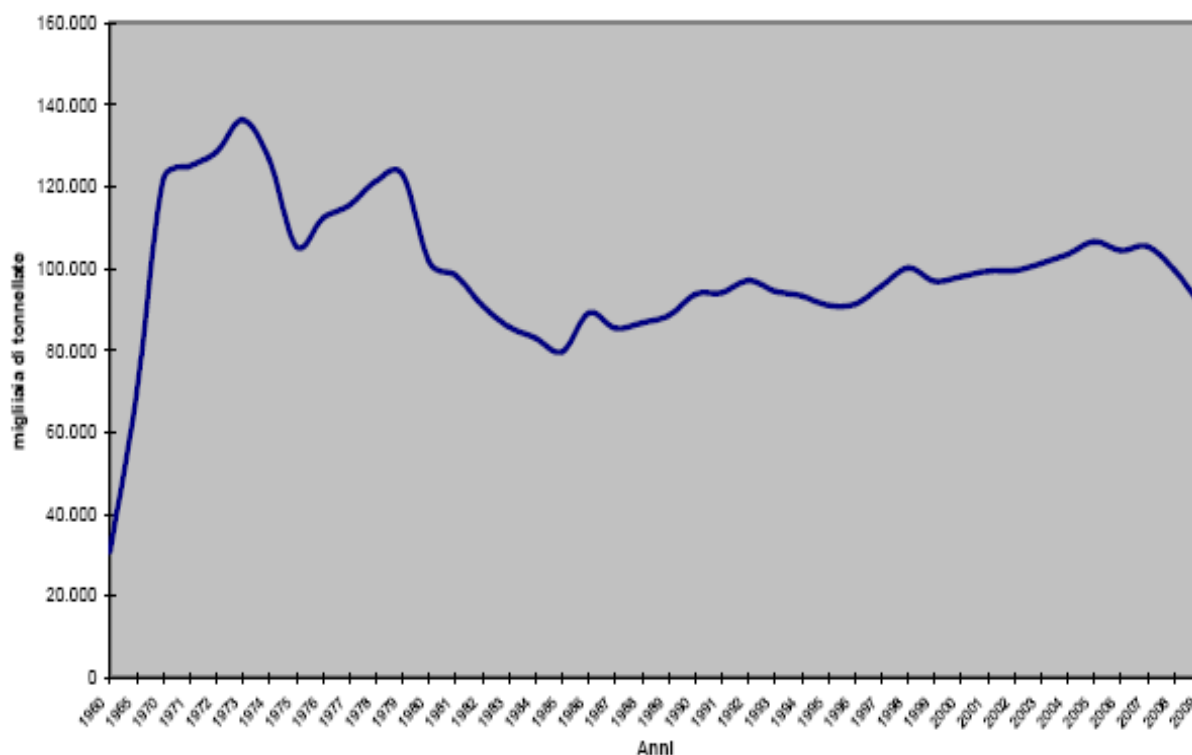


Tabella 1 - Produzione delle Raffinerie per volumi in migliaia di tonnellate

ANNI	n° DI RAFFINERIE	TOTALE LAVORATO
1960	35	30.800
1965	38	88.372
1970	36	121.730
1971	36	124.822
1972	33	128.480
1973	33	138.280
1974	33	128.388
1975	33	106.401
1976	33	112.272
1977	32	116.468
1978	32	121.320
1979	32	122.866
1980	32	101.688
1981	31	88.312
1982	29	80.863
1983	28	86.718
1984	26	82.846
1985	25	79.871
1986	24	88.133
1987	22	86.389
1988	21	88.718

ANNI	n° DI RAFFINERIE	TOTALE LAVORATO
1989	21	88.608
1990	20	83.711
1991	20	84.067
1992	20	87.060
1993	18	84.421
1994	18	83.278
1995	18	81.014
1996	18	81.278
1997	18	86.888
1998	18	100.109
1999	18	98.872
2000	18	88.003
2001	18	88.302
2002	18	88.608
2003	18	101.226
2004	18	103.488
2005	17	108.642
2006	17	104.388
2007	16	106.384
2008	16	98.888
2009	16	81.000

Fonte: Unione petrolifera statistiche economiche ed energetiche anno 2010

Le esportazioni nel 2009 hanno complessivamente mostrato un calo dell'11,3% e ciò non ha permesso l'assorbimento del surplus produttivo.

Sono state penalizzate (tav. 5) soprattutto:

- le benzine (-17%);
- il gasolio (-9,8%)

Una brusca frenata hanno subito anche per le importazioni di greggio (-7%) che nei primi 10 mesi del 2009 hanno visto una crescita del contributo dal continente africano che ha ormai raggiunto ed equiparato quello dei paesi dell'ex Unione Sovietica. Libia e Russia coprono quasi il 50% del fabbisogno nazionale.

Sul fronte dei prezzi, va rilevato come nel 2009 il costo del greggio importato in euro/barile sia diminuito di circa il 34%, riflettendo solo parzialmente la riduzione dei costi di importazione in dollari (-37%) per effetto dell'indebolimento dell'euro.

Il prezzo industriale della benzina complessivamente è diminuito di 12,5 centesimi euro/litro rispetto agli 11 centesimi del Platts; mentre il gasolio è diminuito di 22 centesimi contro i 21,5 centesimi del Platts. In media²⁴ annua il prezzo industriale del gasolio è stato più alto di 1,8 centesimi €/lt rispetto a quello della benzina.

Quanto allo “stacco Italia” riferito all'area euro, va rilevato come nel 2008 il differenziale con l'Europa si sia mantenuto sui livelli del 2008, e cioè 3,5-3,6

²⁴Tali dati confermano l'assoluta aderenza delle quotazioni interne agli andamenti dei mercati internazionali e l'assenza di qualsiasi ipotesi di “doppia velocità” come provato da uno specifico studio econometrico realizzato da Prometeia, presentato il 17 dicembre 2009, nel corso di un incontro con il Consiglio nazionale consumatori ed utenti istituito presso il ministero dello Sviluppo Economico che abbiamo voluto definire “Operazione chiarezza”. Da tale studio è emersa la sostanziale simmetria tra andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti raffinati e i prezzi interni.

centesimi, con un picco minimo di 2 centesimi euro/litro per la benzina in febbraio e di 1,5 per il gasolio a metà gennaio.

Il forte ridimensionamento delle quotazioni internazionali del petrolio e la contrazione dei consumi hanno permesso un risparmio di oltre 12 miliardi di euro sulla fattura petrolifera che nel 2009 si stima a 20,5 miliardi di euro (-37%), con un peso sul Pil pari all'1,4%.

La fattura energetica nel 2009 si stima pari a 41,4 miliardi di euro con un risparmio di 18,4 miliardi rispetto al 2008 e un peso sul Pil del 2,7% (era il 3,8% nel 2008). Nel 2010:

- la fattura petrolifera potrebbe essere compresa tra un minimo di 22,8 miliardi di euro, e un massimo di 27,9 miliardi (fig. 4);
- la fattura energetica dovrebbe invece attestarsi intorno ai 47,5 miliardi di euro (fig. 5), determinata sia dall'attesa ripresa dei consumi che dal generalizzato recupero dei prezzi delle diverse fonti.

Il gettito fiscale degli oli minerali è stato pari a circa 33,6 miliardi di euro, con un calo del 7,6% dovuto soprattutto alle minori entrate Iva (-15,9%). In particolare, il minore gettito IVA è stato di 2,1 miliardi di euro di cui 1,5 per il solo gasolio.

Figura 4 - Fattura petrolifera a prezzi 2009 (Miloni di euro)

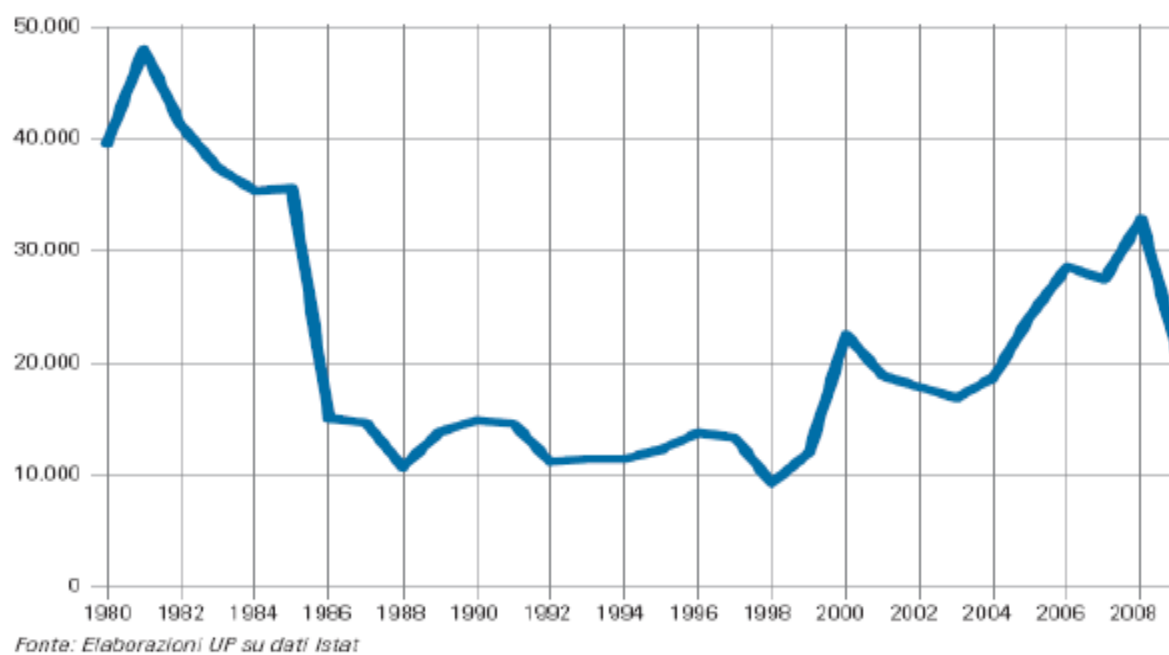
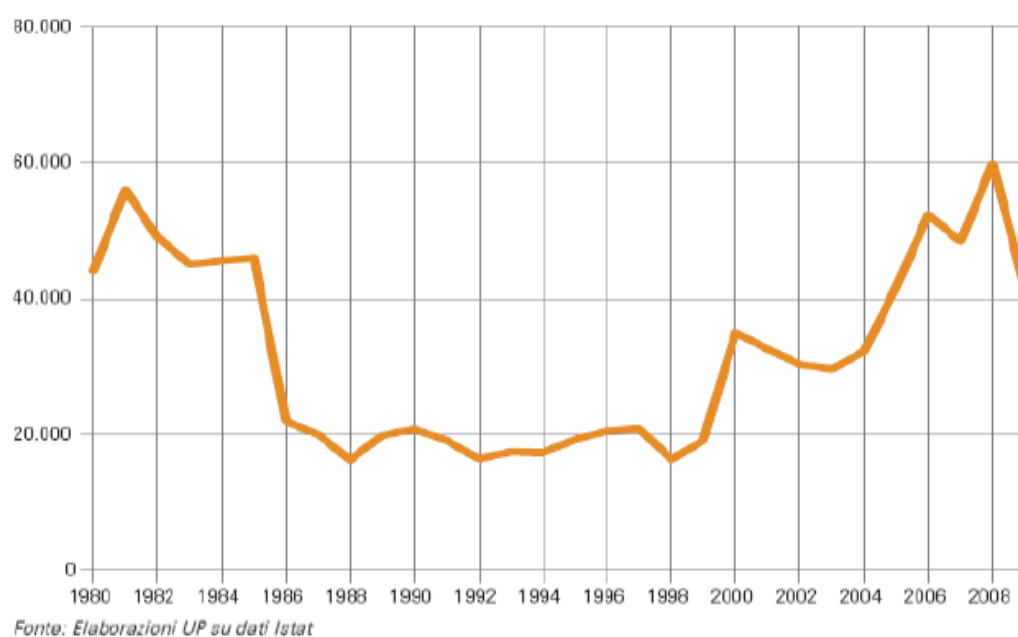


Figura 5 - Fattura energetica a prezzi 2009 (Miloni di euro)



3.5. Il gruppo ENI

Eni è un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale.

Nel 2010 Eni ha conseguito l'utile netto adjusted di €6,87 miliardi in crescita del 32% rispetto al 2009 grazie all'eccellente performance del settore Exploration & Production.

La remunerazione del capitale investito (ROACE) adjusted è stata del 10,7%.

Il cash flow (flusso di cassa netto da attività operativa) di €14,69 miliardi, unitamente agli incassi di disinvestimenti di asset non strategici di €1,11 miliardi, ha assorbito parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di €13,87 miliardi e il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni per €3,62 miliardi e agli azionisti di minoranza di €0,51 miliardi. A fine esercizio, il leverage è pari a 0,47 (0,46 al 31 dicembre 2009).

Per il 2010, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione del dividendo di €1,00 per azione, di cui €0,50 distribuiti come acconto nel 2010.

Nel 2010, il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile netto adjusted di €5,6 miliardi, in aumento del 44% rispetto al 2009 sostenuto dal miglioramento dello scenario petrolifero e dal cambio euro/dollaro.

La produzione è stata un record con 1,815 milioni di barili/giorno in crescita dell'1,1% rispetto al 2009 grazie al contributo dei 12 avvii di giacimenti pianificati a inizio 2010 che hanno contribuito con 40 mila barili/giorno ai livelli dell'esercizio e che produrranno 230 mila barili al picco.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve è stato del 125%, che raggiunge il 135% a prezzi costanti, corrispondenti a una vita utile residua di 10,3 anni al 31 dicembre 2010 (10,2 anni nel 2009). Il dividendo ENI 2011 relativo all'anno 2010 è stato di 1 euro per azione con un utile operativo adjusted 2010 di 17,3 miliardi di euro.

La resource base è stata aumentata di oltre 0,9 miliardi di boe con i successi esplorativi in Venezuela, Angola, Indonesia e Brasile, al costo competitivo di 1,5 dollari/barile. Il portafoglio upstream è stato rafforzato con l'iniziativa Junin 5 in Venezuela e l'acquisizione di nuove licenze nella Repubblica Democratica del Congo, Togo e nello shale gas in Polonia.

Il settore Gas & Power riporta utili in calo del 12% rispetto al 2009, con un utile netto adjusted di €2,56 miliardi. Il settore ha sofferto di condizioni particolarmente avverse nel mercato europeo. L'offerta è stata superiore alla domanda, deprimendo il prezzo del gas agli hub continentali, riferimento crescente delle formule di vendita all'estero, a livelli significativamente inferiori rispetto ai prezzi del gas indicizzati al petrolio, che sono predominanti nel nostro portafoglio di supply.

L'attività Mercato ha visto un netto peggioramento della performance (-57% l'utile operativo adjusted) in un quadro d'intensa pressione competitiva. Le vendite in Italia sono diminuite del 14%. Per contro le vendite nei mercati europei target hanno dimostrato un'ottima tenuta con un miliardo di metri cubi d'incremento (+2,5%).

Nel 2010 il settore Refining & Marketing ha ridotto in maniera sostanziale la perdita netta adjusted dell'anno precedente a €49 milioni (+75%). Il progresso riflette le azioni di efficienza e ottimizzazione che hanno contrastato il negativo scenario di raffinazione penalizzato dai deboli fondamentali e dagli elevati costi della carica petrolifera.

Il Marketing ha ottenuto buoni risultati grazie alla crescita selettiva all'estero e all'efficacia delle azioni intraprese che hanno consentito di assorbire le minori vendite della rete Italia dovute al calo dei consumi e all'azione della concorrenza.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito quasi €1 miliardo di utile netto adjusted con un incremento dell'11% rispetto al 2009, grazie alla crescita del fatturato e alla maggiore redditività delle commesse.

In un quadro di progressivo rafforzamento dell'attività economica globale, permangono fenomeni di incertezza e volatilità per effetto della crisi libica ancora in corso e sviluppi geo-politici in altre parti del mondo.

Eni conferma la propria strategia di crescita e di creazione di valore sostenibile di lungo termine per gli azionisti, la cui attuazione si basa sulle linee guida:

- investire nella crescita del business selezionando i progetti;
- mantenere una solida struttura finanziaria;
- perseguire l'efficienza operativa e nell'impiego del capitale;
- gestire i principali rischi aziendali;
- utilizzare la leva della ricerca e dell'innovazione;
- improntare la gestione del business ai più elevati valori e principi etici;
- confermare e consolidare la sostenibilità del modello di business.

Nel prossimo quadriennio Eni intende investire €3,3 miliardi nello sviluppo, di cui circa €7,1 miliardi (oltre il 70%) dedicati alla ricerca, sviluppo e produzione delle riserve di petrolio e gas. Sulla base dello scenario aziendale di prezzo del Brent a 70\$/barile costanti nel quadriennio, il cash flow e le operazioni di dismissione programmate (circa €2 miliardi nel 2011) consentiranno all'azienda di finanziare gli investimenti e di remunerare gli azionisti, migliorando la struttura finanziaria. Eni intende ridurre il rapporto di indebitamento al di sotto del livello di 0,40 (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto totale) a fine piano.

Eni continuerà a creare valore per gli azionisti attraverso il pagamento di un flusso di dividendi che sarà incrementato in linea con l'inflazione attesa

nell'area OCSE a partire dal 2011. La politica del dividendo si basa sullo scenario aziendale di prezzo del Brent a 70\$/barile nel prossimo quadriennio.

Nell'ambito della propria strategia di crescita, Eni considera la ricerca e l'innovazione un fattore chiave di vantaggio competitivo. Per il prossimo quadriennio, Eni ha definito un'importante piano di investimenti a supporto delle attività di ricerca e innovazione di circa €1,1 miliardi, ripartiti tra linee di ricerca a sostegno della competitività del business e perseguimento di opzioni strategiche di lungo periodo nel settore delle fonti rinnovabili e della tutela dell'ambiente.

Nelle prime sono compresi i temi upstream di massimizzazione del fattore di recupero delle riserve, ottimizzazione delle attività di perforazione e performance pozzo, esplorazione e produzione di risorse non convenzionali, nuove tecniche di rilievo sismografico.

Nei settori downstream i principali temi di interesse saranno lo sviluppo di carburanti e lubrificanti d'avanguardia che consentano di ottimizzare l'efficienza dei motori e di ridurre significativamente le emissioni inquinanti e l'aumento di valore delle rese dei prodotti della raffinazione del greggio pesante (in particolare progetto EST), nonché lo sviluppo di polimeri ed elastomeri ad elevato valore aggiunto nella petrolchimica.

Nel campo dello sviluppo sostenibile, Eni continuerà a investire nella ricerca e sviluppo di fonti di energia rinnovabile, in particolare nel campo dell'energia solare e fotovoltaica, nei temi legati alla sequestrazione geologica

della CO₂, alla riduzione delle emissioni e controllo dei principali inquinanti in atmosfera, alla sicurezza e integrità delle operazioni upstream e al risanamento e bonifica ambientale.

Il primo trimestre 2012 è stato eccellente per il gruppo Eni grazie al contributo giunto dalla Libia, che produrrà oltre 140 mila barili al giorno in più dell'anno precedente, e agli effetti connessi al positivo andamento delle esportazioni nei nuovi campi, Mozambico in primis, oltretutto alla tenuta del prezzo del petrolio, che mediamente si è fissato a 118 dollari al barile rispetto ai 111 dello scorso anno. Risultati che supportano la aspettative di un 2012 caratterizzato da un ulteriore progresso nei principali indicatori reddituali e di struttura. L'utile operativo dovrebbe presentare una crescita di circa il 15% a 21 miliardi, mentre l'utile netto è previsto intorno a 8 miliardi (+14,3%) e il cash flow dovrebbe registrare uno scatto di oltre il 18% a 17 miliardi.

Tutti questi dati pongono l'Eni come una società sanissima e con prospettive più che positive visto anche il contesto internazionale in questo momento storico.

3.6. Eni e la situazione in Libia

Dal 22 febbraio 2011, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese. Gli impianti

non hanno subito alcun danneggiamento e tali sospensioni non pregiudicano la capacità di Eni di assicurare ai propri clienti l'approvvigionamento di gas. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli vicini ai precedenti, una volta che la situazione tornerà alla normalità.

Gli effetti della situazione libica sui risultati economici e sui flussi finanziari saranno funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile.

Dal mese di aprile la produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno ad un livello di circa 50-55 mila boe/giorno di gas totalmente destinato alla produzione locale di energia elettrica. Il capitale investito netto alla data di bilancio è di circa 2,5 miliardi di dollari inclusa la quota di competenza (50%) della GreenStream BV.

3.7. Libia e l'interdipendenza con l'Italia

La Libia, con 6 milioni di abitanti, poco più della Sicilia e molto meno della Lombardia, ha un'economia basata sul petrolio, ma in rapida evoluzione. Il Paese nordafricano costituisce un partner naturale dell'Italia sia per la contiguità geografica, a cavallo del Mediterraneo, che per i rapporti storici che, neanche la rivolta contro il colonialismo del Bel Paese, hanno saputo interrompere.

Legami economici forti hanno spinto l'Italia a ponderare, quindi, con cura la propria posizione nella guerra civile, prima di decidere un intervento a fianco della comunità internazionale e della missione tesa a scongiurare i più gravi effetti del conflitto sulla popolazione civile. La rivolta contro il leader storico di Tripoli, Mummar Gheddafi, culminata con la sua uccisione da parte dei ribelli, inserita nell'ambito di altri vasti e improvvisi moti popolari che hanno portato rapidamente alla caduta dei regimi in Egitto ed in Tunisia, ha dimostrato una divisione del Paese nordafricano, assai maggiore di quella registrata negli altri due paesi del Maghreb e si è altrettanto rapidamente trasformata in una vera guerra civile, che ha causato una separazione in due blocchi della Libia e l'avvio di un attacco militare del versante ovest del Paese, fedele a Gheddafi, sul versante occidentale.

Indirettamente la crisi libica²⁵, insieme a quella egiziana precedente e a quella giapponese successiva, ha favorito un rincaro dei prezzi del petrolio ed un clima generale di incertezza sui rischi per la fragile ripresa economica globale. I rincari del greggio ed i prezzi record della benzina sono sicuramente il fardello più pesante per la nostra economia e per le altre economie europee.

La Libia vive di petrolio ed idrocarburi, che coprono la quasi totalità delle esportazioni e la cui produzione è alla base dell'economia locale. Questo ha esposto, ovviamente, negli anni il Paese alle fluttuazioni dei mercati degli

²⁵*L'era del petrolio*, di Leonardo Maugeri, Feltrinelli, 2006.

idrocarburi e ha spinto le autorità locali a cercare di sviluppare le alternative alla “oil economy”.

Grazie anche alle notevoli riserve accumulate con i proventi petroliferi dalla Banca centrale libica e stimate in 97,9 miliardi di dollari, a marzo dello scorso anno, queste manovre di ampliamento del mix produttivo dell'economia libica, hanno direttamente coinvolto l'Italia, che si è impegnata attivamente nella realizzazione di importanti infrastrutture, come l'autostrada destinata a collegare i due estremi della costa libica, con un investimento miliardario.

Un ruolo particolare sarebbe stato destinato a Impregilo Spa²⁶, che ha già siglato contratti per 360 milioni di euro, per opere di urbanizzazione a Tripoli e a Misurata.

Al riguardo il colosso italiano delle infrastrutture, ha, di recente, evidenziato che i contenuti investimenti effettuati finora sono stati comunque integralmente coperti dalle anticipazioni contrattuali, mentre sono previste criticità nella sviluppo della produttività nel medio periodo. Difficile dire oggi se i contratti, all'indomani della crisi, saranno rispettati, anche se entrambe le parti si sono dette disposte ad onorare gli impegni presi. Ancora maggiore il ruolo dell'Eni, il maggiore investitore nel Paese, che conta in Libia circa il 14%²⁷ della propria produzione giornaliera di idrocarburi ed importa il

²⁶Impregilo Spa è una delle aziende italiane leader nelle grandi costruzioni di infrastrutture, con appalti in tutto il mondo.

²⁷Dati di produzione presi da www.eni.it

proprio gas tramite il *Greenstream* storica e strategica condotta sottomarina, che collega la Libia alla Sicilia. Per quest'anno, Eni non stima in realtà perdite di bilancio collegate alla crisi, perché ritiene di poter bilanciare i suoi effetti con il rincaro del greggio che si è registrato sui mercati.

Nonostante la Libia sia il terzo fornitore di gas per l'Italia, il Ministero dello Sviluppo Economico, ha spiegato che con le riserve attuali l'Italia potrebbe arrivare fino a novembre 2011 e che non ci sono grossi problemi di approvvigionamento, nonostante l'interruzione delle forniture, anche grazie alla riattivazione del gasdotto *Transitgas*.

Nonostante gas e petrolio coprano gran parte dell'interscambio Italia – Libia, che ammonta a circa 12,1 miliardi di dollari, la situazione, secondo Paolo Scaroni, amministratore delegato di Eni, sarebbe sotto controllo. Il manager ha, inoltre, sottolineato che le partecipazioni libiche al capitale del gruppo, sono trascurabili.

Una delle istanze che hanno maggiormente preoccupato i mercati finanziari è, infatti, collegata ai forti investimenti della Libia in Italia, in gruppi strategici come Unicredit, di cui ha raggiunto circa il 7% del capitale ripartito tra la Banca centrale libica (4,6%) e la Lybian Investment Authority (2,5%).

Le quote sono state, però, congelate e l'amministratore delegato di Unicredit Federico Ghizzoni ha dichiarato di non temere effetti sul gruppo da questa circostanza.

Unicredit sarebbe stata a breve la prima banca straniera autorizzata ad operare in Libia ed il gruppo sembra rammaricarsi di più per le occasioni perdute nel Paese africano, che per gli effetti di questa incertezza su quote comunque rilevanti.

E' tecnicamente considerata rilevante anche la quota del 2% controllata da Lia in Finmeccanica, società che nel 2011 ha in corso contratti con Tripoli per ben 800 milioni di euro e prevede ricavi dalle attività in loco per 250-300 milioni con un debito di 60-70 milioni. Danni relativi, se si considera che il gruppo, ha chiuso il 2010, con un fatturato di 18,69 miliardi di euro.

Diventa difficile trascurare i rapporti della Libia con la grande industria italiana presente con Fiat, ed in particolare con Iveco ed anche nel settore delle Telecomunicazioni, con Telecom, Prysmian Cables (la ex Pirelli Cavi) e la Sirti che ha siglato contratti per 68 milioni di euro.

Al riguardo, va ricordato che la Libtic, Libyan post telecommunications information technology company, la compagnia telefonica nazionale libica, controlla il 14,79% del capitale di Retelit e ne è il primo azionista, e la stessa Retelit è una società che controlla in Italia una rete di telecomunicazioni di 6800 chilometri in fibra ottica oltre ad altri piccoli asset.

I legami ,sono tanto stretti e intrecciati tra Roma e Tripoli che, probabilmente, come non è bastata la fine del colonialismo italiano nel Paese, così non basterà questa guerra civile ad interromperli.

La geografia impone delle relazioni che, però, la crisi in corso potrebbe ridisegnare, in favore di altri soggetti internazionali, russi o cinesi per esempio, già attivi nel Paese e che potrebbero guadagnare posizioni. Uno scenario che gli interventi internazionali di questi giorni stanno ancora disegnando. Uno scenario del quale comunque l'Italia dovrà far parte.

3.6. Storia economica della Libia

Sulle circostanze della conquista coloniale, con le sue atrocità, le stragi, i campi di concentramento, l'uso dei gas lanciati dagli aerei contro i civili già prima della Grande Guerra (nella quale molti paesi li usarono e tutti gridarono allo scandalo, a partire dall'Italia che li aveva sperimentati per prima), chi voleva poteva sapere tutto.

Erano state documentate con straordinaria efficacia e rigore da molti storici, tra tutti Angelo Del Boca e Giorgio Rochat, anche se erano state ignorate e rifiutate dai manipolatori dell'opinione pubblica. Già durante la discussione delle condizioni per il trattato di pace, lo stesso partito comunista, ancora al governo, aveva sostenuto che la Libia doveva essere assegnata all'Italia con un mandato fiduciario dell'ONU analogo a quello previsto per la Somalia, con le stesse motivazioni: come l'Etiopia, la Libia non era stata una conquista fascista.

Così la maggior parte degli italiani non sa e non immagina neppure che livelli di barbarie, di ferocia, di repressione indiscriminata della popolazione civile furono raggiunti già nel periodo prefascista, né che la resistenza alla conquista si è protratta per ben venti anni dopo il 1911: molti si irritano anche quando Gheddafi ricorda le sofferenze imposte al popolo libico trascinato senza colpa nella seconda guerra mondiale ed esposto ancor oggi a un suo terribile strascico: l'esistenza di un'enorme quantità di ordigni e soprattutto di mine, che continuano a esplodere, ed ignorano la storia che lui stesso, ancora bambino, fu ferito mentre due cuginetti morirono dissanguati.

Ogni volta che Gheddafi ha risollevato la questione del risarcimento per i danni di guerra, ha ottenuto qualcosa (prima da Andreotti e Craxi, poi dallo stesso Berlusconi), anche se molto al di sotto delle richieste. Da un lato, gli impegni presi non sono stati mantenuti, e dall'altro i mass media continuano a presentarlo come un “pazzo incontentabile”.

Era stato soprattutto Andreotti a fare molto per stabilire un solido rapporto e a tentare di mantenerlo, anche quando Gheddafi veniva additato come terrorista dagli Stati Uniti e dalla Gran Bretagna.

Tra l'altro Andreotti aveva inutilmente portato a Reagan una copia del Libro Verde, perché si rendesse conto che non si trattava di un comunista. “Non era certo per amore della Libia o della giustizia, la contropartita erano grandi affari, con le forniture di gas e ottimo petrolio leggero, e soprattutto con remunerativi appalti a ditte italiane per impianti industriali, autostrade, o una

parte dei lavori per il gigantesco acquedotto che porta sulla costa l'acqua estratta dal sottosuolo di Cufra, nel sudest del Paese”²⁸.

Berlusconi ha fatto più di tutti, facendo quella esplicita ammissione della colpevolezza dell'Italia coloniale che altri, compreso anche D'Alema, avevano sempre evitato o fermato a metà. Ma, oltre al mantenimento e consolidamento dei rapporti d'affari, particolarmente importanti in un momento di grave crisi economica, egli cercava di ottenere anche la collaborazione nel tentativo di trovare una “soluzione finale” delle migrazioni dall'Africa Subsahariana, per fermarne il flusso.

Tutte le volte che a Gheddafi è stato attribuito dai suoi accusatori il ruolo principale di protettore del cosiddetto “terrorismo internazionale”, con l'avallo immediato all'unanimità, del Consiglio di Sicurezza dell'ONU, l'Italia ha sempre tentato di allentare o aggirare il severissimo blocco, chiunque fosse al governo e al ministero degli Esteri, tanto forti sono i legami economici tra le due sponde del Mediterraneo.

Le accuse ricorrenti erano basate soprattutto sul sostegno sistematico ad ogni movimento di liberazione, sommariamente definito “terrorista” dagli Stati Uniti, per il solo fatto di utilizzare o teorizzare la lotta armata, mentre le accuse specifiche sugli attentati erano senza prove sufficienti, casomai fortissimi indizi gravavano sui servizi segreti siriani. Non a caso, almeno uno

²⁸L'ENERGIA E I SUOI NUMERI - ITALIA 2000 Autori: M. Teresa Chironi e Gemma Casadei.

dei due libici accusati per l'attentato all'aereo caduto a Lockerbie²⁹ è stato alla fine assolto dalla corte olandese, che lo ha giudicato.

Lo stesso Gheddafi si è poi “auto criticato” per la sua ingenuità nel sostenere movimenti come l'IRA, o meglio alcuni dei suoi settori più estremisti; soprattutto aveva ricambiato ogni segnale distensivo ricevuto, collaborando con i suoi avversari di un giorno prima, scambiando informazioni o, peggio ancora, consegnando ad esempio al Marocco e all'Egitto, o all'Eritrea gli oppositori rifugiati in Libia e facendosi consegnare i dirigenti libici che avevano chiesto asilo a quei paesi.

L'attenuazione della campagna che presentava il presidente libico, avviata da Reagan nel 1986 e culminata nella risoluzione del 1992, stabiliva il più severo blocco delle comunicazioni internazionali (tranne quelle delle petroliere) da e per la Libia, non era dovuta quindi tanto a un sostanziale mutamento di politica di Gheddafi, ma all'emergere nel paese di una violenta opposizione fondamentalista, alimentata dalle difficoltà economiche.

Un suo eventuale successo rischiava di mettere in forse l'apporto libico all'approvvigionamento di petrolio all'Italia e all'Europa, mai interrotto completamente, neppure nei periodi peggiori.

I mezzi sbrigativi con cui si affrontava il movimento islamista, dalle impiccagioni all'espulsione di migliaia di lavoratori egiziani o tunisini

²⁹*Lockerbie* è una piccola città della Dumfries e Galloway una regione della Scozia sud-occidentale.

“sospetti”, non erano una colpa agli occhi dei governi occidentali, ma una garanzia.

Questo riguarda le crisi degli anni '90, mentre nell'ultimo decennio la Libia non ha firmato la convenzione sul diritto di asilo e si è comportata esattamente come il governo Berlusconi-Maroni, nei confronti degli immigrati arabi e soprattutto africani, respinti in blocco con la violenza nei momenti di difficoltà economiche, con la teorizzazione che la Libia deve ridurre la sua popolazione espellendo i non autoctoni. Va però respinta la demonizzazione della Libia e del suo stesso regime.

Nonostante tutto, la Libia rimane un paese complesso, ben diverso da quello descritto dalla grande stampa italiana. Non c'è pluralismo partitico, ma in quanti paesi dell'Africa ed in genere del mondo ex coloniale, non è mai esistito.

Come pure è difficile attribuire la lunga durata, ormai quaranta anni, del potere di Gheddafi solo alla repressione degli oppositori, che esiste, ma non spiega tutto. Gheddafi ha utilizzato un capitale iniziale di popolarità che aveva una base oggettiva: nel momento in cui i capi di Stato di tutto il mondo arabo si piegavano a una collaborazione subalterna con l'imperialismo, mentre le risorse derivanti dal rialzo del prezzo del petrolio venivano ovunque usate per

lussi insensati, Gheddafi ha anche tentato di impiegarle per innalzare il livello di vita della popolazione del suo Paese³⁰.

In certi periodi ci è riuscito abbastanza bene: il vescovo cattolico di Bengasi, Giovanni Martinelli, che pure era stato imprigionato dai “comitati rivoluzionari” per un breve periodo nel 1986, nel quadro di una ritorsione nei confronti degli italiani per la complicità del nostro governo nel bombardamento di Tripoli e Bengasi, ha più volte dichiarato in interviste a quotidiani italiani che vorrebbe avere in Italia un sistema sanitario come quello libico.

L'arresto del vescovo confermava che il potere non è così monolitico, come sembra a osservatori superficiali: è emerso che ci sono scontri evidenti tra diversi settori.

D'altra parte Gheddafi ha più volte attaccato i comitati rivoluzionari, non per un semplice gioco delle parti. È sintomatico che, quando una parte dei collaboratori del colonnello si sono staccati da lui e hanno tentato di creare un'opposizione, non hanno trovato molti consensi, tranne in alcuni particolari momenti critici.

Solo dopo una costosissima, anche in termini di perdite umane, partecipazione alla guerra civile nel Ciad, il dissenso ha raggiunto dimensioni notevoli.

³⁰L'ENERGIA E I SUOI NUMERI - ITALIA 2000 Autori: M. Teresa Chironi e Gemma Casadei.

Tra l'altro una parte dei militari libici prigionieri ha preferito non tornare in patria, denunciando l'impreparazione dei comandi e l'incapacità di capire le ragioni dei combattenti del Ciad.

Quella guerra, iniziata appoggiando una delle due fazioni in lotta tra loro, e aggrappandosi ad un accordo del 1935 tra la Francia di Laval e l'Italia fascista, che assegnava a quest'ultima la fascia di Aouzou, era diventata lunghissima e insensata e aveva provocato un grande calo della popolarità del leader.

È vero che l'intervento della Libia nel conflitto scandalizzava il mondo, mentre quello massiccio ed efficace della Francia a favore dell'altra fazione veniva accettato tranquillamente, ma alla fine il prezzo pagato da Gheddafi era stato altissimo. C'era stato un precedente nel 1979 con una spedizione in Uganda per sostenere Idi Amin Dada contro la Tanzania, con perdite vicine al 90% dei militari libici.

Un significativo raffreddamento della popolazione nei confronti del regime, si è visto nella debolezza della proteste dopo il bombardamento di Tripoli, in cui erano stati uccisi molti civili, tra cui una figlia adottiva di Gheddafi.

Sempre sul piano militare nelle scelte e nelle azioni volute dal colonnello sono state il campo dove il colonnello ha perso consenso e potere nel corso degli anni, che utilità porta destinare una parte enorme del bilancio nazionale all'acquisto di aerei modernissimi, in quantità enormi, se poi non si riesce a fermare un attacco aereo alla stessa caserma in cui ha la sua tenda il

colonnello Gheddafi e si perde lo scontro aereo con gli USA nel cielo del golfo della Sirte.

Per questo Gheddafi era scomparso per qualche giorno, ritirandosi a meditare nel deserto, ma era riemerso presto. A suo favore giocava il fatto che i suoi oppositori erano sostenuti da Stati Uniti, Francia e Gran Bretagna, o da un regime reazionario come il regno del Marocco.

Nel progetto di Gheddafi c'era quanto, dopo la morte di Nasser, rimaneva di una grande speranza, la rivoluzione e l'unità araba. L'aveva difesa con fughe in avanti, fusioni e rotture a volte immediate, insomma l'aveva difesa male, ma era rimasta al centro del suo programma. In sé era giusto e Gheddafi per questo giganteggia, rispetto ad altri capi arabi, non solo di quelli che sono diventati fantocci dell'imperialismo.

Lo stesso si può dire per il tentativo di creare una effettiva unità africana, senza successo, anche se non per esclusiva responsabilità del colonnello. La Libia si è trovata in difficoltà non solo per la brusca flessione del prezzo del petrolio negli anni Ottanta, ma anche per lo sperpero delle sue risorse. Innanzitutto con le spese militari, esagerate, soprattutto nei primi venti anni, poi ridimensionate per l'embargo, e per la verifica della loro scarsa utilità in uno scontro diretto con gli Stati Uniti, ma anche con altri investimenti in progetti faraonici.

All'origine di queste scelte c'era, tuttavia, una valutazione corretta e realistica: le risorse petrolifere, pur se abbondanti, non sono illimitate ed eterne.

Da qui lo sforzo per industrializzare in fretta il Paese e soprattutto per creare una agricoltura fiorente.

L'acciaieria di Misurata ha finito, però, per costare molto di più di quanto possa rendere e la costruzione del “Grande Fiume Sotterraneo”, sempre per la rapacità delle ditte che l'hanno costruito e dei fornitori dei materiali, ha assorbito più di trenta miliardi di dollari, da tre a quattro volte il ricavato annuo del petrolio.

Non c'è dubbio che questo uso delle risorse naturali non si può paragonare allo sperpero in un lusso sfrenato che caratterizza la maggior parte dei paesi del Golfo. Tra l'altro l'acqua delle immense caverne sotto l'oasi di Cufra è abbondante, ma non illimitata: è acqua fossile, purissima e buonissima, ma non rinnovabile.

L'Egitto aveva temuto che provenisse da una falda acquifera sotto il Nilo, ma è risultato che non fosse così. Non si sa se potrà durare venti anni, o più, o anche meno, in ogni caso non sarà per sempre.

Valeva la pena una spesa simile per produrre cetrioli e pomodori dove c'era il deserto, anziché acquistarli dalla vicina Sicilia. In questo quadro bisogna sottolineare che la Libia ha ed ha avuto ottimi banchieri, che sanno muoversi con abilità sui mercati mondiali.

Ad esempio, la partecipazione del 10% alle azioni FIAT nel 1976 aveva visto un investimento iniziale di 415 milioni di dollari, e si era conclusa nel 1986 ai

primi segni di embargo e di blocco USA ai prodotti FIAT con soddisfazione delle due parti.

Lo stesso Agnelli aveva tessuto le lodi dei partner libici, il cui comportamento era stato definito “ineccepibile”, ma la finanziaria libica Lafico aveva ricavato in dieci anni oltre tre miliardi di dollari. Un ultimo dato, su cui si è ironizzato, non appena annunciato il viaggio di Gheddafi in Italia: la sua richiesta di poter dormire in una tenda.

Eppure si tratta di un'ostentazione, diciamo pure propagandistica, di un'austerità legata alle sue origini beduine.

In Libia, Gheddafi non ha voluto mai utilizzare i palazzi del re Idris e dei suoi notabili e ha sempre vissuto in una tenda all'interno dell'area della principale caserma di Tripoli, mentre la famiglia viveva in una modesta palazzina, all'interno della stessa caserma.

Non è tutto, ed è anche almeno in parte contraddetto dal suo abbigliamento ricercatissimo e stravagante, ma agli occhi delle masse arabe, il confronto con le rubinetterie d'oro degli emiri del Golfo, viene spontaneo.

Rifiutando la sua demonizzazione, il “cane pazzo”, il “terrorista”, da colpire con bombardamenti mirati, non possiamo neppure illuderci su un suo possibile ruolo positivo, la sua ideologia è un surrogato di ant imperialismo.

3.7. Storia dei rapporti bilaterali ed economici Italia - Libia

Nel decennio degli anni settanta, nei paesi più industrializzati i modelli keynesiani dell'economia entrano in crisi e si affermano le teorie liberiste che ispireranno le politiche di Margaret Thatcher e Ronald Reagan.

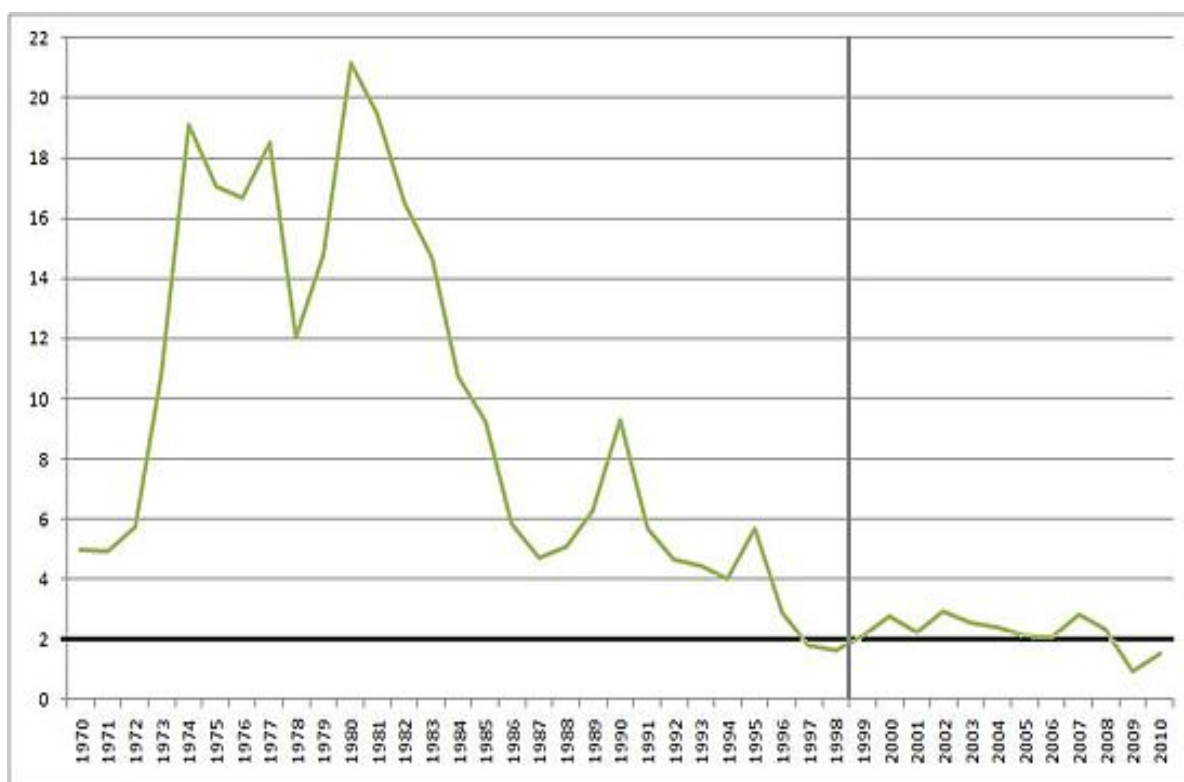
La caratteristica principale macroeconomica degli anni settanta riguarda il processo inflazionistico. L'inflazione, tra gli anni quaranta e sessanta, era considerata un fenomeno episodico. Di ampie dimensioni, come nel '46-'47, oppure di dimensioni limitate, come nel '51 e nel '62-'63 ma, episodi che svolgevano la funzione di ridistribuire il reddito tra imprese e famiglie.

Nel corso degli anni settanta, l'inflazione diventa un fenomeno con caratteristiche permanenti e strutturali; la formulazione di corrette aspettative di inflazione diventa lo strumento principale per un qualsiasi contratto.

I comportamenti che differenziano l'economia italiana degli anni settanta, dalle altre economie europee, hanno le proprie radici nelle decisioni di politica economica e sociale prese a metà degli anni '60, con la riforma del sistema pensionistico e con il sostegno diffuso a imprese e lavoratori in difficoltà (fig. 6).

È una filosofia di governo imperniata sull'obiettivo di stabilizzare, in modo dirigistico, il livello dell'attività economica, sull'irrilevanza dell'equilibrio del bilancio dello stato, sulla subordinazione di tale bilancio a qualunque domanda di protezione proveniente dal sistema sociale o da quello economico, sulla politica di incentivazione dei consumi.

Figura 6 - Inflazione in Italia dagli anni '70 al 2010



La crisi petrolifera del periodo '73-'76 sconvolge il quadro economico del Paese; la dipendenza della nostra economia dagli idrocarburi rivela tutto il suo costo e la sua pericolosità.

Si tenta una programmazione industriale, alle parole non seguono i fatti se non nel salvataggio di imprese e banche in crisi. Nella politica di salvataggio viene coinvolta principalmente la chimica di base (Montedison, Sir e Liquichimica finiscono all'Eni per strade diverse).

L'intervento di sostegno alle imprese si caratterizza, quindi, per una forte componente “assistenziale” a società non più remunerative, in settori obsoleti.

Le stime sui ritorni economici, che sarebbero entrati nelle casse dello stato,

dalla nazionalizzazione del settore elettrico, si rivelano utopistiche, anzi, anche l'Enel entra in una crisi finanziaria di tale gravità che impone, nel 1973, la costituzione di un fondo di dotazione.

Il settore elettrico, in mano privata produceva “vergognosi” utili per gli azionisti, in mano pubblica produce “democratici” debiti a carico del Paese.

A seguito della prima crisi petrolifera, tutti i maggiori paesi industrializzati avviano politiche di diversificazione delle fonti energetiche, per ridurre la dipendenza dall'estero; l'Italia, che è il Paese con la massima dipendenza tra tutti quelli industrializzati, vara una serie di piani energetici, che prevedono ambiziosi programmi nucleari. Ma tutto resta solo sulla carta.

Nel marzo del 1979, con l'adesione dell'Italia al Sistema monetario europeo (Sme), viene posto il primo elemento embrionale per una nuova filosofia di governo dell'economia.

Il riassorbimento degli effetti del primo shock petrolifero, aveva richiesto circa cinque anni e si era concluso nel '78 con un tasso di inflazione del 12%, molto più elevato di quello degli altri paesi europei³¹.

L'adesione allo Sme rappresenta, anche l'ammissione politica che la salvezza per la nostra economia, non può che venire dalle condizioni e dai vincoli stringenti che tale adesione ci impone. Il lungo periodo, dal '78 al '92, che sarà

³¹LA FINE DEL PETROLIO combustibili fossili e prospettive energetiche per il ventunesimo secolo, Bardi U., Editori Riuniti, 2003.

necessario per debellare l'inflazione nel nostro Paese, mostra la viscosità del sistema politico al cambiamento.

Una volta, infatti, che gli attori politici si rendono conto che il sistema degli incentivi è un ottimo strumento per risolvere qualsiasi tipo di difficoltà, essi incorporano nel proprio dna la predisposizione alla soluzione dei problemi, prevalentemente, con strumenti inflazionistici.

In condizioni come quelle sperimentate in Europa e soprattutto in Italia negli anni '70 e '80, l'aumento dei prezzi si trasferiva automaticamente in una crescita dei salari e, di conseguenza, esasperava l'inflazione.

Oggi, con la globalizzazione che costringe a comprimere il costo del lavoro, il tutto si traduce in una riduzione dei consumi, una minore crescita economica e l'ulteriore divario tra una minoranza ricca, o benestante e una classe media relativamente più povera.

È intuitivo se, come stimano gli analisti di “Bloomberg”, il prezzo del greggio dovesse volare a 150 dollari al barile, una media famiglia americana si troverebbe un aggravio di 2400 dollari all'anno, solo per il carburante (fig. 7).

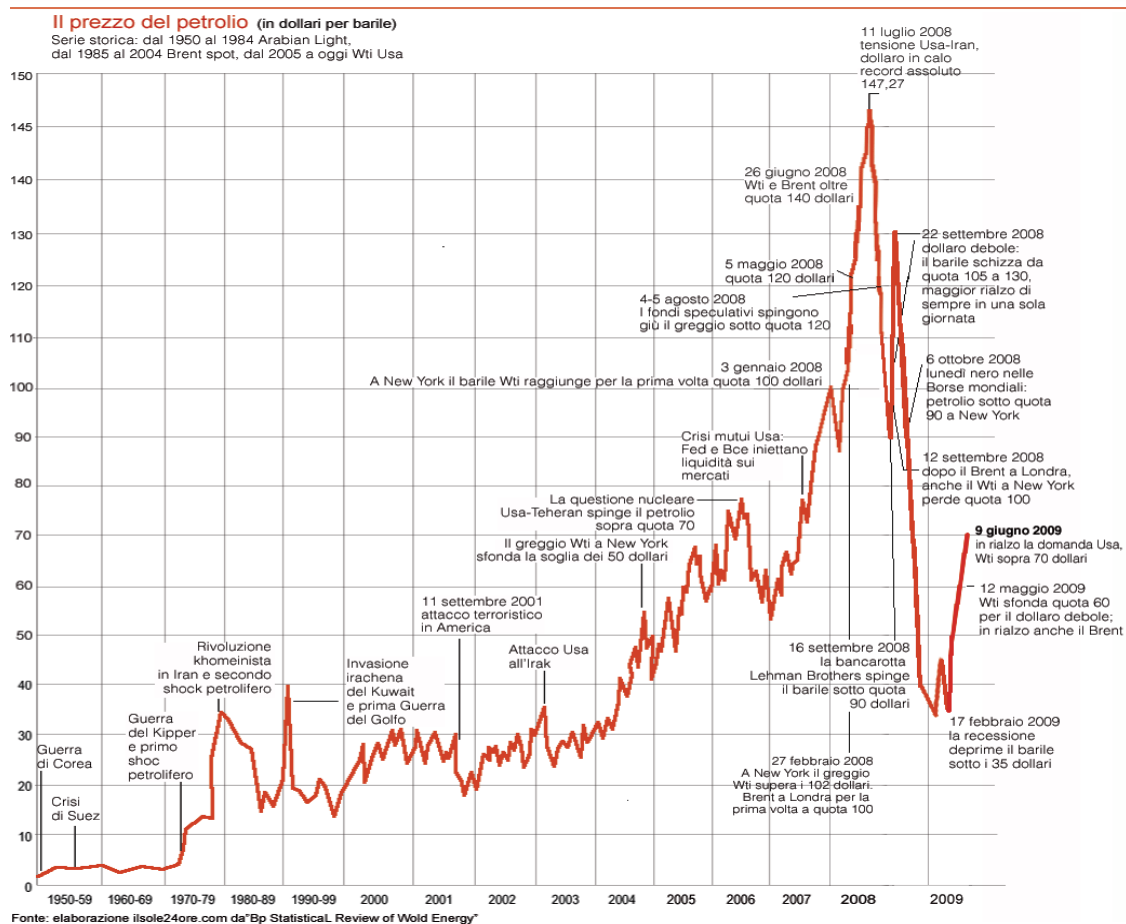
Se si aggiungono gli aumentati costi per il riscaldamento, degli altri trasporti, dei prodotti alimentari ed in genere. della maggior parte dei prodotti finiti, si capisce come la capacità di spesa, finisca per essere fortemente ridotta.

Bernanke³² ha, probabilmente, ragione per non essere preoccupato, come

³²Ben Shalom *Bernanke* (Augusta, 13 dicembre 1953) è un economista statunitense, attuale Presidente del Comitato dei Governatori della Federal Reserve in USA.

ancora ieri ha ribadito. Se l'impennata dei prezzi petroliferi e alimentari fosse momentanea, non ci sarebbero grosse conseguenze.

Figura 7 - Il prezzo del petrolio



Ma se non fosse temporanea e se le rivolte in Nord Africa e Medio Oriente si estendessero ad altri stati più importanti (Iran, Arabia) e la crisi divenisse sistemica, la sua tranquillità, rasenterebbe l'incoscienza.

È miope guardare solo ai prezzi «core³³» o, peggio, crearsi «ad arte» dei panieri di beni in modo da sottostimare l'inflazione. L'Italia, come molti paesi

³³Per prezzi "Core" si intendono i prezzi standard.

europei importatori, hanno avuto, nei riguardi della politica energetica, freni ad accettare partecipazioni e acquisizioni come nelle industrie della difesa, o aerospaziale.

La cultura di tante piccole aziende energetiche, che siano in grado di ampliare l'offerta, rafforzare la concorrenza migliorando la sicurezza, è, allo stato attuale, fuori dalla realtà. L'internazionalizzazione delle imprese e non la sua numerosità, fa la differenza, l'investire enormi capitali, la capacità di concludere contratti a 25/30 anni, diversificandone provenienza e rischi, il fare scelte coraggiose ed in questa direzione, darebbe nuova linfa, economicità e nuovi termini di sicurezza energetica.

3.8. Sostituzione del petrolio

La questione ambientale, oggi dominante nel mondo ricco, non può costituire una valida ragione per far pagare a chi non dispone di energia insostenibili costi economici e sociali. Il mondo ricco dovrebbe semmai adoperarsi perché ciò non avvenga, adottando per davvero al suo interno, al di là delle declamazioni di principio, una profonda e drastica trasformazione nella sua organizzazione sociale capace di comprimere i suoi consumi di energia così da renderla disponibile a chi ne ha bisogno per la sua stessa sussistenza; dobbiamo prepararci in tempo per sostituire il petrolio con altri tipi di fonti

energetiche.

Gli esperti di questioni energetiche costruiscono gli scenari, strumenti matematici che vengono utilizzati da enti e istituzioni per sostenere degli obiettivi politici. Al riguardo, l'Unione europea si è posta obiettivi precisi, il famoso “20-20-20” sulle fonti rinnovabili, sull'efficienza energetica, sulla riduzione della CO₂ per l'anno 2020. Una volta definiti gli obiettivi politici, si utilizzano strumenti matematici e si propongono scenari che definiscono le modalità per raggiungere gli obiettivi.

Per ottenere gli obiettivi che ci vengono dati dalle politiche energetiche, come il raddoppio di energia elettrica da fonti rinnovabili, dobbiamo compiere degli sforzi rilevanti nei vari settori, in particolare sul fronte dell'energia solare. L'Italia, sulla base di un compromesso negoziato tra Commissione e Parlamento Europeo, dovrebbe ridurre del 13% le emissioni di gas a effetto serra e portare al 17% il totale dell'energia prodotta da fonti non fossili.

In Italia si è verificato un aumento molto rilevante nel settore del fotovoltaico: alla fine del 2008 siamo arrivati a 280 megawatt e questo significa che siamo diventati uno dei maggiori Paesi al mondo che utilizza l'energia elettrica fotovoltaica.

Il conto energia sta funzionando e abbiamo un meccanismo che permette alla domanda di esplodere. L'aumento delle fonti rinnovabili è sicuramente un dato positivo. I moduli fotovoltaici, che sono il cuore di tutto il sistema,

provengono solo per il 14% dall'Italia, il resto lo compriamo da altri Paesi, soprattutto dal Giappone e dalla Germania.

Nel 2008 il 12% lo abbiamo acquistato dalla Cina, con una percentuale che sta aumentando in notevole misura. Quindi, i moduli fotovoltaici che stiamo installando provengono per oltre l'80% dall'estero e questo non è un buon segno per la nostra industria.

Tuttavia, va considerato che il sistema fotovoltaico non è costituito solo da moduli, ma si compone anche di altri componenti, in gran parte costruiti in Italia. Per esempio, i sistemi di conversione dell'energia elettrica provengono dall'Italia per quasi il 50% della produzione.

È evidente che chi ha la responsabilità, come l'Enea³⁴, dello sviluppo tecnologico nazionale vuole puntare sul cuore del sistema, ossia proprio sui moduli fotovoltaici. Lo sforzo deve essere fatto sull'elemento primario, quindi sulla cella fotovoltaica e sullo sviluppo di nuove tecnologie non ancora industrializzate.

I dati del 2011 indicano l'Italia come il primo paese in Europa per energia fotovoltaica installata con finalmente il sorpasso sulla Germania che per molti anni è stata al primo posto.

³⁴L'agenzia Nazionale che promuove gli obiettivi di sviluppo, competitività e occupazione e quello della salvaguardia ambientale.

CAPITOLO 4

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI: I FUTURES DEL PETROLIO

4.1. Che cosa sono i futures

Il futures è un contratto che impegna ad acquistare o vendere, ad una data futura, una determinata quantità di merce o attività finanziaria ad un prezzo prefissato. Se l'attività sottostante è una merce, il futures si definisce commodity futures, mentre se è uno strumento finanziario financial futures.

Il futures, pur essendo uno strumento a termine, si distingue dal contratto forward in quanto viene negoziato in mercati regolamentati. L'esistenza di organi di controllo e di regole di funzionalità garantisce la solvibilità degli agenti del mercato. Il contratto a termine, al contrario, prevede il contatto diretto e non istituzionalizzato degli operatori.

Le contrattazioni dei futures in Borse specializzate e regolamentate danno origine a dei prezzi pubblici e ufficiali. Le quotazioni vengono fissate mediante una trattazione 'alle grida' (al Pit) nelle Borse maggiori (Chicago, Londra).

Nelle altre Borse (aperte in epoca più recente) le trattazioni avvengono con il sistema telematico, per esempio il Mif (Mercato italiano dei futures) è un mercato esclusivamente telematico.

I contratti conclusi nelle Borse regolamentate devono rispondere a dei requisiti altamente standard sia in termini di quantità che di qualità dello strumento sottostante. La consegna del bene o dell'attività finanziaria deve avvenire in periodi fissi (normalmente sono previste quattro scadenze per ogni anno), secondo quantitativi fissi per ogni singolo contratto e, in alcuni casi, il luogo della consegna e la quantità sono elementi predeterminati.

Attraverso la standardizzazione dei contratti si è cercato di aumentare la liquidità del mercato e di ridurre, quindi, i costi degli operatori. Con la concentrazione degli scambi in un unico luogo, invece, si è voluto favorire la trasparenza dei prezzi per far sì che essi riflettano l'effettiva domanda e offerta.

Il contratto futures, particolarmente se si tratta di un financial futures anziché un commodity futures, raramente viene regolato mediante la consegna fisica del bene. Normalmente, la sua liquidazione avviene con il pagamento della differenza del valore (positiva o negativa) rilevata fra il mercato a contanti ed il prezzo indicato nel contratto a termine (cash settlement).

L'acquisto o la vendita di un contratto futures genera dei profitti o delle perdite che sono giornalmente calcolati e accreditati o addebitati sul conto che ogni operatore ha presso la clearing house (si tratta del principio marking to

market). Con questo meccanismo un operatore ha la possibilità di conoscere ogni giorno la sua posizione derivante dalla compravendita del futures, e di valutare l'opportunità di intervenire chiudendo l'operazione. Ciò differenzia ulteriormente i contratti futures dai forward in quanto per questi ultimi non è consentita la liquidazione anticipata dell'obbligazione contrattuale.

L'andamento delle quotazioni del futures è connesso alle aspettative di prezzo dell'attività sottostante. Il prezzo del derivato, risultante dalla combinazione tra domanda e offerta, rappresenta il punto di equilibrio delle aspettative formulate dal mercato. Pertanto, il prezzo del futures tende a convergere al valore del sottostante man mano che si avvicina la data di scadenza.

Per quanto concerne i prezzi dei futures, normalmente è predefinita la minima variazione di prezzo e il valore del tick.

Quando si stipula un contratto futures, infine, i contraenti sono tenuti a specificare l'esatta natura di alcuni elementi dell'accordo. In particolare, devono indicare:

- 1) l'attività sottostante, vale a dire la merce o lo strumento finanziario sul quale sorge l'obbligo di ricevere o consegnare;
- 2) il valore nominale dell'attività sottostante;
- 3) il luogo e il mese di consegna. La specificazione del luogo di consegna è particolarmente importante quando l'attività sottostante è una merce, poiché i costi di trasporto possono incidere notevolmente;
- 4) la durata.

4.2. La determinazione del prezzo dei futures

La determinazione del prezzo futures. Il principio di “non arbitraggio” è l'ipotesi base su cui si fonda la derivazione del prezzo di un generico futures. Tale principio afferma che, in equilibrio, il profitto generato da un'operazione finanziaria priva di rischio deve essere nullo. In base a questo criterio il prezzo del futures è determinato correttamente, se non è possibile ricavare un profitto da operazioni sul mercato a pronti e su quello a termine.

Nella realtà sono due le operazioni che si possono fare e che sono chiamate rispettivamente cash and carry e reverse cash and carry. Nella prima si acquista a pronti il titolo prendendo a prestito la somma necessaria e contemporaneamente si vende il relativo contratto futures.

Alla scadenza del futures si consegna il titolo sottostante e con la somma incassata si restituisce il prestito. Nella seconda operazione si inverte il discorso fatto, vale a dire si vende il titolo e si acquista il futures. Se si ipotizza, per esempio, di effettuare un cash and carry su un titolo che non produce reddito a scadenza (un'azione priva di dividendi, un zero coupon) il prezzo di equilibrio del futures sarà dato da:

$$F_{t,T} = S_t(1+r_{t,T})$$

Dove:

$F_{t,T}$ è la quotazione al tempo t del futures con scadenza al tempo T ;

S_t è il prezzo del titolo al tempo t ;

$r_{t,T}$ è il tasso di finanziamento sul periodo (t,T) .

La parte destra del segno di uguaglianza identifica il costo dell'operazione, mentre quella di sinistra individua il ricavo.

L'equazione che definisce il prezzo di equilibrio del futures rappresenta la relazione che lega il prezzo futures e il prezzo a pronti quando il mercato è efficiente, cioè quando non esiste la possibilità di fare arbitraggio.

4.3. La Clearing house e il principio di marking to market

La Clearing house e il principio di marking to market. L'inadempimento contrattuale è uno dei rischi che si corrono quando si stipula un contratto. Questo pericolo sussiste anche nella stipulazione di un futures ma solo se essa avviene al di fuori dei mercati regolamentati.

Le negoziazioni dei futures over the counter, vale a dire i contratti a termine negoziati direttamente tra gli intermediari al di fuori delle strutture regolamentate, definiscono molto spesso dei prodotti derivati complessi nei quali risulta elevato il grado di interrelazione tra i partecipanti e il processo di formazione del prezzo è meno efficiente. Ciò determina un pericolo di insolvenza dei singoli partecipanti. Nei mercati ufficiali futures il rischio di inadempimento è inesistente. Questa garanzia è assicurata mediante un

organismo, la cassa di compensazione e garanzia (clearing house), che svolge il ruolo di controparte in ogni transazione.

Ogni contratto concluso viene ceduto alla cassa di compensazione e garanzia che si interpone tra compratore e venditore. Alla cassa di compensazione e garanzia aderiscono gli stessi intermediari ai quali gli investitori si rivolgono per la compravendita di un futures (le banche e le Sim).

Ogni aderente è obbligato a depositare presso la clearing house una somma di denaro a titolo di garanzia, il margine di garanzia. Questo margine di garanzia, solitamente di limitato ammontare, viene accreditato in un apposito conto presso la cassa di compensazione e garanzia stessa.

Agli intermediari non-clearing (i clienti delle banche e delle Sim aderenti alla clearing house, che desiderano effettuare operazioni di compravendita in futures) i clearing member richiedono un analogo margine di garanzia.

In altre parole un operatore non membro della Borsa avrà accesso al mercato attraverso un membro che funge da broker, e che applica al cliente gli stessi meccanismi che vigono all'interno della Borsa. Ogni giorno la cassa di compensazione e garanzia calcola i guadagni o le perdite generati dalle operazioni eseguite sui contratti futures e li accredita o addebita sul conto aperto dal clearing member. E' questo il cosiddetto principio di marking to market.

Quando il margine di garanzia scende al di sotto del minimo di “mantenimento”, la clearing house chiede il reintegro. L'adeguamento

giornaliero del conto è calcolato sulla base del prezzo di chiusura del contratto e ha lo scopo di evitare ogni possibile rischio di insolvenza.

L'attività di monitoraggio eseguita dalla clearing house è solo una componente del sistema di garanzie istituito per tutelare gli agenti del mercato dal pericolo di inadempimento contrattuale. Infatti, il sistema si completa con la fissazione di determinati requisiti patrimoniali che devono essere assolti dagli aderenti alla cassa di compensazione, da limiti sul numero di posizioni aperte da ogni clearing member per conto della propria clientela e da limiti di variazione giornaliera del prezzo.

4.4. A cosa serve il futures

L'azienda o il privato che effettua una compravendita in futures può avere due finalità prevalenti. La prima è quella di “copertura”, vale a dire l'operazione è eseguita per eliminare un rischio sorto nel corso di un'attività economica (un esempio può essere quello dell'azienda esportatrice che si copre dal rischio di cambio o dal rischio d'interesse).

La seconda è quella di “speculazione”. L'operatore si serve di contratti futures per speculare su eventuali differenze fra le sue aspettative concernenti i movimenti futuri dei prezzi e le attese correnti del mercato. I futures (e in generale i derivati) permettono di gestire in modo efficiente i rischi legati

all'andamento di un portafoglio poiché rappresentano una sorta di “polizza assicurativa”.

L'acquisto di titoli di Stato è soggetto ad un rischio specifico, connesso all'andamento dei tassi d'interesse, la compravendita in valute incorpora il rischio di cambio e quella in azioni implica il pericolo di variazioni di prezzo contrarie all'operazione eseguita. Questi rischi possono essere efficacemente coperti mediante l'utilizzo di futures.

In particolare, essi consentono di coprire il rischio mediante l'apertura di posizioni a termine contrarie a quelle sorte dalle contrattazioni a pronti. Tuttavia, sono rare le cosiddette coperture perfette (perfect hedge), vale a dire operazioni di hedging che eliminano completamente il rischio.

I principali motivi di ciò sono:

- 1) la durata della copertura è diversa dalla scadenza naturale del futures;
- 2) la merce o lo strumento finanziario che deve essere coperto non coincide con l'attività sottostante del futures;
- 3) non si conosce esattamente la data di acquisto o di vendita della merce o del prodotto finanziario.

L'esistenza di questi problemi genera in una operazione di copertura il cosiddetto “rischio base”, definito nel modo seguente:

$$\text{Base} = P_s - P_f$$

Dove:

P_s è il prezzo a pronti dell'attività da proteggere e P_f è il prezzo del contratto futures da usare.

Dall'equazione si deriva che il rischio base è nullo quando i prezzi del bene sottostante e del futures coincidono, circostanza che si verifica solo nel caso in cui l'attività da coprire è la stessa di quella che costituisce il sottostante del futures.

Il “rischio base” è positivo quando il prezzo spot supera il prezzo futures (ciò succede per esempio per le valute di nazioni ad alto rischio e per alcune merci), negativo quando lo spot è inferiore al prezzo futures (caso riscontrabile quando il “sottostante” è un indice azionario, oro, valute caratterizzate da bassi tassi di interessi, ecc.). L'oscillazione dei due prezzi fa variare il rischio base.

Un suo aumento, che si verifica quando le variazioni positive di P_s sono superiori alle analoghe oscillazioni di P_f , è chiamato “rafforzamento della base”, mentre il caso opposto è denominato “indebolimento della base”.

Sovente l'hedger deve coprire un rischio generato dalla compravendita di un'attività diversa da quella del “sottostante”. Attraverso l'operazione di copertura il prezzo che l'hedger si garantisce di dover pagare o riscuotere (a seconda che si tratti di un short o long hedge) è:

$$S_{t+1} + F_t - F_{t+1}$$

Dove:

S_t è il prezzo a pronti dell'attività da proteggere alla tempo t ;

S_{t+1} è il prezzo a pronti dell'attività da coprire all'epoca $t+1$;

F_t è la quotazione del futures al tempo t ;

F_{t+1} è il prezzo del futures al tempo $t+1$.

Se indichiamo con S^*_{t+1} il prezzo al tempo $t+1$ dell'attività sottostante il futures, allora l'equazione

$S_{t+1} + F_t - F_{t+1}$ può essere scritta nel modo seguente:

$$F_t + (S^*_{t+1} - F_{t+1}) + (S_{t+1} - S^*_{t+1})$$

$(S^*_{t+1} - F_{t+1}) + (S_{t+1} - S^*_{t+1})$ rappresenta il rischio base. $(S^*_{t+1} - F_{t+1})$ è la base che si avrebbe se l'attività da coprire fosse uguale a quella sottostante il contratto futures. $(S_{t+1} - S^*_{t+1})$ è la base che deriva dalla differenza fra le due attività.

Ad influenzare il rischio base in maniera rilevante è la scelta del contratto futures. Si tratta di una decisione che implica dei problemi operativi. Quando si deve coprire un rischio finanziario sorto per esempio dalla compravendita di una merce si deve individuare il futures più idoneo.

Purtroppo non esistono futures su tutte le merci o attività finanziarie. Pertanto, se non c'è nel mercato un futures con un'attività sottostante uguale a quella da coprire, è necessario fare delle analisi statistiche, per esempio l'analisi di correlazione.

Questa analisi studia il legame (la correlazione) esistente fra l'andamento dei prezzi di due o più attività, per esempio fra la quotazione del futures e quella

della merce da coprire. Si sceglierà quel derivato che avrà la più alta correlazione con il bene sul quale si desidera effettuare l'hedge,

Un altro problema sorge nella scelta del mese di consegna. Ad influenzare questa decisione intervengono fattori di diversa natura, per esempio il differente comportamento dei prezzi del futures nel tempo. I corsi diventano più erratici nel mese di consegna. In generale si può affermare che il rischio base è legato al tempo in maniera direttamente proporzionale. Maggiore è la distanza temporale fra la scadenza della copertura e la data di scadenza del future più grande è il rischio base.

Un metodo utilizzato per ottimizzare ciò consiste nell'acquistare o vendere un futures con scadenza il più possibile vicina al mese della scadenza della copertura, ma comunque più lontana nel tempo. Per esempio, un contratto con scadenza nel mese di settembre potrà essere scelto per coprire transazioni su merci da effettuare nei mesi di luglio, agosto e settembre.

In questo caso, non sarebbe adeguato il futures scadente in giugno. Tuttavia, ci sono dei casi in cui questa strategia non può essere applicata perché la liquidità del mercato non lo permette. Infatti, i mercati più liquidi sono quelli con le scadenze più brevi. Per ovviare a questo problema si ricorre sovente alla tecnica chiamata roll the hedge forward.

Con questo metodo l'hedger effettua le sue coperture utilizzando il contratto con scadenza più vicina (che è il più liquido) con l'intento di assumere le stesse posizioni in un altro con scadenza più lontana nel tempo quando dovrà

chiuderlo perché arrivato alla data di scadenza. Un esempio potrà chiarire questa tecnica. Supponiamo che nel mese di dicembre 1998 una società venda una certa quantità di merce fabbricata nei suoi impianti di produzione.

La consegna di questa merce dovrà avvenire nel mese di febbraio del 2000. Supponiamo che nel mercato siano trattati contratti futures che possano essere utilizzati per la copertura del rischio derivante dalla vendita, e che solo i contratti scadenti nel primo semestre del '99 siano sufficientemente liquidi per soddisfare le necessità della società.

L'hedge consiste nell'assumere più posizioni “lunghe” in futures (acquisti di futures). Sotto le ipotesi fatte in precedenza l'azienda acquista un certo numero di contratti futures con scadenza giugno '99. Nel maggio '99 la stessa società chiude le posizioni “lunghe” sui futures aventi data di scadenza giugno '99 e compra lo stesso numero di contratti futures con scadenza dicembre '99. Nel novembre '99 si sposta sui contratti per consegna marzo 2000.

Poiché il futures per le sue caratteristiche è diverso dall'attività sottostante anche nella dinamica di prezzo, la migliore copertura non è garantita semplicemente dalla negoziazione di futures di segno contrario.

Per questa ragione diventa importante determinare il numero ottimale di contratti futures necessari all'immunizzazione del rischio e verificarne l'effettiva capacità di copertura. La letteratura economico-finanziaria è

pervenuta a determinare il numero ottimale di contratti futures utilizzando il modello media-varianza.

Per calcolare il numero ottimale di contratti futures è necessario determinare il rapporto di copertura ottimale che minimizza la varianza della posizione dell'hedger, il cosiddetto hedge ratio. In generale, il rapporto di copertura ottimale è definito nel modo seguente:

$$\text{Hedge ratio} = \text{corr}(S;F) \text{ dev. st}(S) / \text{dev.st}(F)$$

Dove:

$\text{corr}(S;F)$ è il coefficiente di correlazione fra la variazione del prezzo spot in un intervallo temporale uguale alla durata della copertura e la variazione del prezzo futures in un periodo di ampiezza uguale alla vita della copertura;

S è la variazione del prezzo spot in un intervallo temporale uguale alla durata della copertura;

F è la variazione del prezzo futures in un periodo di ampiezza uguale alla vita della copertura;

$\text{dev. st}(S)$ è la deviazione standard di S ;

$\text{dev.st}(F)$ è la deviazione standard di F .

In termini statistici l'hedge ratio è il coefficiente angolare della regressione delle variazioni di prezzo della merce sulle variazioni del rispettivo prezzo futures. Sempre in campo statistico esiste un altro indicatore che fornisce informazioni utili sulla qualità della copertura, l'R-quadro.

Un R-quadro vicino a uno indica che le variazioni del prezzo della merce sono compensate quasi interamente da analoghe variazioni della posizione in futures. Al contrario, un R-quadro vicino a zero indica una pessima copertura. Definito l'hedge ratio è possibile calcolare il numero ottimale di contratti per la copertura attraverso la seguente formula:

$$\text{Numero ottimale} = hr \ Np / Qf$$

Dove:

hr è il rapporto ottimale di copertura (l'hedge ratio);

Np è la quantità di merce o di attività finanziarie da proteggere (per esempio 1000 tonnellate di frumento);

Qf è la dimensione di un contratto futures espressa in termini unitari;

Concludendo il discorso sulla copertura si suole distinguere la copertura “dinamica”, è prevista una continua osservazione dell'evoluzione dell'hedge e il suo aggiustamento, da quella “statica” (hedge and forget), la copertura non viene aggiustata nel corso del tempo.

4.5. Il financial futures

Il financial futures è un contratto che obbliga il contraente ad acquistare, o a vendere uno strumento finanziario ad una data futura e ad un prezzo prefissato. Si distinguono tre tipologie principali:

- 1) l'interest rate futures;

- 2) il currency futures;
- 3) lo stock index futures.

4.6.1. L' interest rate futures

L'interest rate futures è un financial futures dove lo strumento finanziario sottostante è rappresentativo di un tasso d'interesse. In altri termini, si tratta di un contratto che impegna a consegnare o a ricevere uno strumento finanziario che può consistere in titoli di Stato, time deposit, oppure altre attività finanziarie. Le classi di interest rate futures più importanti sono due.

La prima è quella degli interest rate futures a breve termine, mentre la seconda è quella degli interest rate futures a lungo termine.

La discriminante della classificazione è la durata dello strumento finanziario. Un futures con un sottostante di durata inferiore all'anno sarà classificato come interest rate futures a breve termine, mentre uno con un sottostante di durata superiore all'anno sarà definito come interest rate futures a lungo termine.

Alcuni esempi di contratti appartenenti alla prima categoria sono l'Eurodollar time deposit Futures Contract (è un contratto futures su un time deposit in dollari con una durata di novanta giorni).

La quotazione di questo futures è al LIFFE), il Three Month Euro Swiss Franc Interest rate Futures Contract (contratto futures quotato al LIFFE, il cui

sottostante è un time deposit in franchi svizzeri di novanta giorni). Alla seconda categoria appartengono, invece, l'US Treasury bond futures quotato al Chicago Board of trade.

I Treasury bonds (titoli di Stato americani) che costituiscono il sottostante devono avere specifiche caratteristiche per essere consegnati alla scadenza: una durata superiore a quindici anni e non rimborsabili anticipatamente prima di quindici anni.

E' quotato al Chicago Board of trade), l'Italian Government Bond (BTP) futures (contratto futures su titoli di Stato italiani decennali quotato al LIFFE e al MIF), il Bund futures (futures su titoli di Stato tedeschi decennali quotato al LIFFE e al EUREX).

Numerose sono le Borse che quotano interest rate futures a breve. Nei futures su time deposit (contratti futures su tassi d'interesse a breve) l'entità sottostante è generalmente un tasso sui depositi interbancari a tre mesi.

Gli indici interbancari su cui si basano i futures a breve europei si dividono equamente in indici sui tassi interbancari interni e indici sui tassi degli eurodepositi.

Ad influenzare la scelta tra l'uno e l'altro intervengono diversi fattori come, per esempio, la dimensione dei due mercati e la volontà di trattare sulla medesima piazza i derivati e il contante.

La determinazione del prezzo di un futures a breve avviene mediante il calcolo del tasso a termine per il periodo desiderato. Per determinare, per

esempio, il valore teorico di equilibrio di un futures sull'euro/lira a tre mesi al LIFFE è necessario definire il tasso a termine a tre mesi. La formula utilizzata per calcolare il tasso a termine è la seguente:

$$i_{t_1,t_2} = \left[\frac{1 + (i_{t,t_2} \cdot (t_2 - t)/360)}{1 + (i_{t,t_1} \cdot (t_1 - t)/360)} - 1 \right] 36000 / (t_2 - t_1)$$

Dove:

i_{t_1, t_2} tasso a termine;

i_{t, t_2} tasso spot con scadenza al tempo t_2 osservato al tempo t ;

i_{t, t_1} tasso spot con scadenza al tempo t_1 osservato al tempo t ;

t_1 ultimo giorno di contrattazione del periodo di consegna scelto;

$t_2 - t_1$ è uguale a tre mesi. Pertanto, se per esempio $t_1 - t$ è uguale a tre mesi,

i_{t, t_2} sarà un tasso a tre mesi fra tre mesi.

Per definire il prezzo del futures, noto il tasso a termine, si usa la formula:

$$P_F = 100 - i_{t_1,t_2}$$

Il tasso a termine implicito nel futures non sempre è uno strumento di copertura ottimale poiché può avere un comportamento indipendente dal tasso spot. Infatti, solo nel caso in cui esista una correlazione perfetta tra il futures e il tasso a pronti (correlazione uguale ad uno) è possibile coprire totalmente il rischio (perfect hedge).

Ciò avviene quando il differenziale fra tassi con scadenze diverse rimane costante. L'utilizzo più appropriato dell'interest rate futures a breve è quello della copertura di posizioni a termine.

Per esempio, una banca che ha ottenuto un finanziamento a sei mesi ad un certo tasso sul mercato interbancario (domestico o euro) e lo ha impiegato per una durata di tre mesi ad un altro tasso, potrà eliminare il rischio (rischio determinato dallo sfasamento delle scadenze, maturity mismatching, tra attivo e passivo) negoziando un appropriato numero di futures, fissando così il tasso di reimpiego a tre mesi ad un certo livello.

Fra gli interest rate futures “a lungo” (contratti futures su titoli di Stato a medio, lungo termine) c'è l'Italian Government Bond Futures (BTP futures). Il contratto futures su titoli di Stato italiani nasce al LIFFE il 19 settembre del 1991.

In Italia sorge successivamente, dopo la promulgazione della Legge n. 1 del 2 gennaio 1991, che istituisce il mercato futures sui titoli di Stato (da parte del Ministero del Tesoro), di altri mercati futures (da parte della CONSOB), della Cassa di Compensazione e garanzia (da parte di Banca d'Italia e CONSOB). Con il D.M. 18 febbraio 1992, il Ministero del Tesoro costituisce il MIF (Mercato Italiano Futures).

Lo strumento sottostante al contratto BTP futures quotato al LIFFE è il Buono Poliennale del Tesoro con cedola 6% (fino al 4 settembre 1997 la cedola era del 12%, dal 4 settembre 1997 al 4 settembre 1998 del 8%). L'unità di contrattazione è di 200 milioni di Lire in valore nominale.

I mesi di consegna sono marzo, giugno, settembre e dicembre, mentre il giorno di consegna è il decimo giorno del mese. I BTP consegnati alla

scadenza del contratto devono possedere una serie di requisiti e appartenere ad una lista pubblicata dalla clearing house due settimane prima dell'ultimo giorno di contrattazione.

La composizione della lista riguarda BTP emessi in epoche diverse e con cedole differenti, una vita residua compresa fra gli otto e i dieci anni e mezzo e una quantità minima emessa di quattromila miliardi.

Il meccanismo usato per la scelta dei titoli pubblicati dalla clearing huose nella lista avviene mediante un meccanismo chiamato cheapest to delivery. E' l'operatore che deve consegnare il titolo a scegliere il BTP più conveniente per lui.

Il compratore di un contratto BTP futures (ma in generale l'acquirente di un interest rate futures “a lungo”) riceverà quel titolo che garantirà al venditore il massimo profitto, o la minore perdita.

Il meccanismo cheapest to delivery è una regola applicata a tutti i contratti quotati. Inoltre, anche per gli altri interest rate futures i titoli da consegnare devono possedere determinate caratteristiche.

I contratti futures sui tassi d'interesse possono essere usati come strumento di copertura e/o per effettuare trading speculativo. L'utilizzo del derivato, come mezzo di copertura, non è semplice. Infatti, è necessario conoscere la struttura a termine dei tassi d'interesse (la cosiddetta term structure).

In altri termini, una società che desidera fissare oggi il tasso d'interesse di una transazione da concludersi nel futuro deve risolvere tre problemi: la durata

della copertura, la durata del tasso d'interesse e l'ottimizzazione dell'utilizzo dei futures nella copertura per effettuare un hedge il più vicino possibile a quello perfetto.

Un esempio di copertura tradizionale è il seguente. Una società ha acceso un finanziamento di 100.000.000 di Lire al tasso variabile LIBOR + 1% e date di revisione trimestrale. Le aspettative della tesoreria sono di un aumento del LIBOR. Il finanziamento ha il costo seguente:

$$C_{F,t} = [100.000.000 \cdot (\text{LIBOR}_{t,3} + 1\%) \cdot 90] / 360$$

Dove:

$\text{LIBOR}_{t,3}$ è il LIBOR a tre mesi al tempo t ;

$C_{F,t}$ è il costo di finanziamento al tempo t .

La società decide di coprire il costo del finanziamento vendendo dei contratti futures. Si assuma che il prezzo del futures sia pari a P_t ($100 - \text{LIBOR}_{t,3}$) e che il numero di contratti venduti sia uguale a n ., trascorsi i tre mesi, la società deve comprare gli n contratti futures che aveva venduto in precedenza. Se le attese rialziste della tesoreria hanno trovato riscontro nella realtà, vale a dire c'è stato un rialzo dei tassi d'interesse a breve, la quotazione del futures è ora inferiore a P_t . Supponiamo che sia pari a P_{t+3} . Il profitto per ogni contratto futures è:

$$P_{F,t+3} = P_t - P_{t+3}$$

Con $P_t > P_{t+3}$

Il profitto complessivo è:

$$P_{C,t+3} = P_F \cdot n$$

Il costo del finanziamento al tempo $t+3$ è:

$$C_{F,t+3} = [100,000,000 \cdot (\text{LIBOR}_{t+3,3} + 1\%) \cdot 90]/360$$

Dove:

CF_{t+3} è il costo del finanziamento al tempo $t+3$;

$\text{LIBOR}_{t+3,3}$ è il tasso LIBOR a tre mesi al tempo $t+3$.

In conseguenza della salita dei tassi d'interesse:

$$\text{LIBOR}_{t+3,3} > \text{LIBOR}_{t,3}$$

La perdita sul finanziamento è:

$$D_{t+3} = \text{LIBOR}_{t+3,3} - \text{LIBOR}_{t,3} < 0$$

Questa perdita è coperta dal profitto ottenuto con la compravendita di futures.

Infatti:

$$P_{C,t+3} > D_{t+3}$$

L'utilizzo speculativo è l'altra ragione che giustifica la compravendita di un interest rate futures. Una strategia di tipo open position trading (diversità di attese sul futuro andamento dei tassi) spinge un operatore ad eseguire transazioni speculative.

Tuttavia, anche l'evoluzione delle quotazioni di due differenti financial futures può giustificarne l'uso speculativo attraverso l'arbitraggio fra scadenze diverse (spread trading).

Ad esempio, supponiamo che i corsi al tempo t di due contratti futures, uno con scadenza giugno e l'altro con scadenza settembre, siano rispettivamente 111,14 e 111,04. Lo spread fra i due contratti è:

$$Spread_t = 111,14 - 111,04 = + 0,10$$

Uno speculatore ritiene che questo spread aumenterà nelle prossime settimane. Quindi, al tempo t decide di comprare il contratto con scadenza a giugno e contemporaneamente di vendere il contratto con scadenza settembre. Il risultato di questa strategia è:

$$R_t = 111,14 - 111,04 = - 0,10$$

R_t è il costo sostenuto al tempo t per la compravendita dei due futures. Al tempo $t+h$ la quotazione del contratto futures con scadenza giugno è 111,01, mentre quella con scadenza settembre 110,75.

Lo spread al tempo $t+h$ è:

$$Spread_{t+h} = 111,01 - 110,75 = + 0,26$$

Come si può osservare lo spread è aumentato. Conseguentemente, lo speculatore decide di eseguire l'operazione inversa a quella del tempo t . Quindi, vende il contratto a scadenza giugno e acquista quello a scadenza settembre. Il risultato è:

$$R_{t+h} = 111,01 - 110,75 = +0,26$$

Il profitto della strategia è pari a:

$$G_{t+h} = 0,26 - 0,10 = 0,16$$

In questo esempio si è descritta la trading strategy chiamata “comprare lo spread” che rispecchia aspettative di un aumento della “differenza”.

Attese di una diminuzione dello spread portano ad effettuare un'operazione inversa denominata “vendere lo spread”.

4.6.2. Il currency futures

Nel currency futures i contraenti si obbligano a cedere, o a ricevere, a termine un certo ammontare di valuta ad un cambio prefissato. L'oggetto della compravendita è, in questo caso, una divisa.

Per questa tipologia di contratto valgono le medesime considerazioni fatte in precedenza nella descrizione delle caratteristiche generali dei futures. Pertanto, anche per il currency futures saranno applicate le norme che regolano il meccanismo di marking to market, la consegna del sottostante, ecc..

Per quanto concerne le ragioni che spingono ad utilizzare il currency futures, si distingue il fine di hedging da quello di speculazione.

Un'azienda con posizioni valutarie “a pronti” soggette a rischio può utilizzare contratti futures per compensarle attraverso l'assunzione di posizioni contrarie “a termine”. Le strategie di copertura si dividono in short hedging (vendita di futures a fronte di acquisti a termine), e long hedging (acquisto di contratti

futures a fronte di vendite immediate con regolamento differito). Pertanto, un esportatore adotterà la long hedging, mentre un importatore la short hedging.

Lo scopo speculativo è l'altra ragione per cui si utilizza il currency futures. Il motivo principale di ciò è la cosiddetta “leva finanziaria” (leverage), ossia la capacità offerta dai futures (e in generale dagli strumenti derivati) di muovere cifre elevate impiegando una quota minima di capitale.

Infatti, quando si apre una posizione in futures non si è tenuti a versare l'intero controvalore del contratto, ma è sufficiente depositare una frazione minima in garanzia. In questo modo si ha la possibilità di conseguire guadagni proporzionali al valore nominale del futures, senza bisogno di avere disponibili risorse monetarie in misura equivalente. Naturalmente, anche le perdite sono proporzionali al valore del contratto derivato.

Si riporta, qui di seguito, un impiego del futures con finalità di copertura del rischio di cambio.

Al tempo t un'azienda tedesca esporta una certa quantità di merce negli Stati Uniti per un valore fatturato di 1.000.000 di USD. Il regolamento pattuito è a tre mesi. Le aspettative della società sono di un rafforzamento del Marco tedesco nei confronti del Dollaro americano. Conseguentemente, essa procede alla copertura mediante l'acquisto di currency futures. Per determinare il numero di contratti da acquistare è necessario definire l'importo del credito in Marchi tedeschi:

$$C_{t, \text{dem}} = \text{USD } 1.000.000 \cdot \text{USD}_t / \text{DEM}_t$$

Dove:

$C_{t,DEM}$ è il credito dell'azienda al tempo t espresso in Marchi tedeschi;

USD_t/DEM_t è il cambio al tempo t del cross rate dollaro/marco.

Il numero di contratti da acquistare, è determinato con la seguente formula:

$$N_F = C_{t,DEM} / V N_F$$

$V N_F$ è il valore nominale del contratto futures utilizzato.

Il costo sostenuto per acquistare i futures è pari a:

$$C_{t,F} = N_F P_{t,F}$$

$C_{t,F}$ è il costo di acquisto dei futures e $P_{t,F}$ è la quotazione al tempo t del currency futures. Al tempo $t+2$ la società decide di anticipare la liquidazione dei contratti a causa dell'evoluzione assunta dal cambio. Se il prezzo dei futures al tempo $t+2$ è $P_{t+2,F}$, allora:

$$R_{t,F} = N_F \cdot P_{t+2,F}$$

$R_{t,F}$ è il profitto derivante dalla vendita dei futures. L'indebolimento del dollaro nei confronti del marco tedesco fa sì che:

$$P_{t+2,F} > P_{t,F}$$

Conseguentemente, l'utile al lordo delle commissioni espresso in dollari è:

$$U_{t+2,USD} = R_{t,F} - C_{t,F}$$

L'utile espresso in marchi tedeschi è:

$$U_{t+2,DEM} = U_{t+2,USD} \cdot USD_{t+2}/DEM_{t+2}$$

Al tempo $t+3$ (alla scadenza dei tre mesi pattuiti quando l'importatore americano paga), il cambio dollaro/marco è USD_{t+3}/DEM_{t+3} . Quindi:

$$C_{t+3, \text{dem}} = \text{USD } 1.000.000 \cdot USD_{t+3}/DEM_{t+3}$$

Poiché

$$USD_{t+3}/DEM_{t+3} < USD_t/DEM_t,$$

allora

$$C_{t+3, \text{dem}} < C_{t, \text{dem}}.$$

Questa perdita finanziaria è compensata (parzialmente o totalmente, a seconda del deprezzamento del cambio) dal profitto ottenuto nella compravendita di currency futures.

4.6.3. Lo stock index futures

Un indice di borsa è una media dei prezzi delle azioni che lo costituiscono. Esso rappresenta l'andamento del mercato mobiliare cui si riferisce, ovvero di una sua frazione, ed ha la funzione di informare il pubblico dell'andamento delle quotazioni di un insieme trattato di titoli. Oltre ad adempiere un ruolo informativo, gli indici di borsa svolgono anche una funzione economica. Essi possono costituire l'attività sottostante di contratti a termine.

Lo stock index futures è un contratto che obbliga il possessore a comprare o a vendere ad una data scadenza un indice di borsa ad un prezzo prefissato. Il suo funzionamento è del tutto simile a quello di ogni altro contratto a termine. In questo caso l'entità sottostante è un indice, quindi un numero, e ciò non deve disorientare. Si può pensare, infatti, che il sottostante sia un portafoglio azionario identificato dall'indice (o un suo multiplo). Poiché non è sempre possibile costruire un portafoglio rappresentativo di un indice (costi elevati, indivisibilità delle azioni, ecc.), alla scadenza di uno stock index futures non si procede all'effettiva consegna del portafoglio sottostante, bensì alla liquidazione per contanti. Alla data di scadenza del contratto, se il livello dell'indice è superiore al prezzo a termine pattuito, il compratore a termine dell'indice riceve dal venditore la differenza, mentre se il valore dell'indice è inferiore al prezzo pattuito è il compratore che versa al venditore la differenza.

Come per le altre tipologie di futures, anche gli stock index futures sono scambiati in borse organizzate. Ciò significa che si tratta di contratti caratterizzati da un rischio di insolvenza della controparte nullo, da un'elevata liquidità e da una notevole trasparenza nel processo di formazione del prezzo. Le funzioni economiche degli stock index futures possono essere molteplici. L'impiego più importante è quello di copertura. Si tratta di strumenti d'indubbia efficacia ed utilità nella gestione dei portafogli azionari diversificati.

La copertura di un portafoglio diversificato può avvenire mediante la vendita di stock index futures (oltre che con altri derivati come le opzioni). Il detentore di un portafoglio composto da diverse azioni può proteggersi da eventuali ribassi dei corsi azionari attraverso i guadagni derivanti dalla posizione in futures. Questa strategia fa sì che il portafoglio di azioni si trasformi in un portafoglio “sintetico” di titoli di Stato a breve termine e presenta dei vantaggi rispetto alla strategia di vendita delle azioni ed acquisto dei titoli di Stato.

Per esempio, essa comporta minori costi di transazione. Le commissioni pagate nei mercati futures, infatti, sono più basse rispetto a quelle applicate nei mercati azionari e obbligazionari. Un altro vantaggio è la maggiore rapidità di “riottenere il possesso del portafoglio” qualora il mercato riprenda la tendenza al rialzo con l'acquisto dei futures venduti in precedenza.

Naturalmente l'hedging risk effettuato con stock index futures non è privo di inconvenienti. La neutralizzazione del rischio, infatti, è completa, vale a dire il futures immunizza dal cosiddetto downside risk, ma anche dall'upside risk. In altri termini, l'hedging viene effettuato per coprire il portafoglio azionario da un ribasso delle quotazioni, ma se il mercato azionario si evolve favorevolmente, i guadagni legati al portafoglio tendono ad essere annullati dalle perdite sul futures.

L'utilità degli stock index futures risulta anche nella gestione di portafogli non diversificati. Le componenti che influenzano il rendimento di questo tipo di

portafoglio sono due, una connessa all'andamento del mercato, e una legata al portafoglio. I futures sugli indici di borsa migliorano la gestione separata delle due componenti. Un esempio può aiutare a capire meglio questo concetto. Supponiamo che il “beta” di un portafoglio sia uguale a 1,5.

Ciò significa che una variazione di 1% dell'indice fa variare il valore del portafoglio di 1,5%. Per immunizzare questo portafoglio è sufficiente vendere futures per un sottostante di valore una volta e mezza superiore a quello del portafoglio (il rapporto di copertura è uguale 1,5). La vendita di futures ha l'effetto di isolare il portafoglio dai movimenti di mercato, effetto particolarmente desiderabile quando le sue prospettive sono negative.

La protezione dall'andamento del mercato può essere utile anche ai cosiddetti stock picker, cioè operatori che non hanno aspettative precise sul futuro andamento del mercato, ma sanno che un determinato insieme di azioni avrà un comportamento migliore dell'indice di borsa (salendo di più o scendendo di meno). Questi operatori acquisteranno il paniere di azioni e venderanno futures su un sottostante di uguale valore.

Un'altra funzione economica dello stock index futures è quella della creazione di portafogli azionari “sintetici” molto diversificati. Se il prezzo futures si mantiene vicino al suo “valore teorico” il rendimento di un portafoglio di azioni che rappresentano l'entità sottostante a un contratto a termine sull'indice può essere replicato abbastanza bene con l'assunzione di due posizioni “lunghe”, una sullo stock index futures e l'altra su titoli di Stato a

breve termine. Il vantaggio di ricorrere ad una simile strategia è quello di minori costi di transazione che caratterizzano il mercato dei derivati. L'utilizzo dei portafogli "sintetici" è diffuso negli Stati Uniti soprattutto presso i fondi pensione e i fondi di investimento che applicano una politica di gestione passiva denominata indexing (come quella degli stock picker).

Precedentemente si è affermato che lo stock index futures può essere usato per la costruzione di un portafoglio "sintetico" in titoli di Stato partendo da un insieme di azioni diversificato. Il fondamento teorico di questa tecnica è strettamente legato alla determinazione del prezzo dei contratti derivati sull'indice. L'applicazione del "principio di non arbitraggio" permette di calcolare il prezzo forward teorico di un indice di borsa.

Si supponga di essere al tempo t e di definire due strategie, la strategia a) che prevede l'acquisto di un insieme di azioni sottostante all'indice di borsa e la contemporanea vendita del futures) e la strategia b), che consiste nell'acquisto di titoli di Stato senza cedole. Entrambe le strategie comportano un investimento iniziale pari a I_t . Si indichi con:

I_t il valore dell'indice al tempo t , il costo sostenuto al tempo t per comperare il portafoglio azionario, e l'ammontare di titoli di Stato acquistati al tempo t ;

f_t il prezzo del futures sull'indice al tempo t ;

$t+h$ la data di scadenza del futures e dei titoli di Stato;

$r_{t,t+h}$ il rendimento offerto dai titoli di Stato con scadenza al tempo $t+h$;

Al tempo $t+h$, con la strategia a) si vende il portafoglio di azioni ottenendo in cambio la somma I_{t+h} e si incassano i proventi derivanti dal contratto forward pari a $f_t - I_{t+h}$. Se si assume che i dividendi di corrisposti al tempo i dal portafoglio di azioni sono stati reimpiegati in titoli di Stato, al tempo $t+h$ la somma a disposizione è pari a:

$$f_t + d_t(1+r_{t,t+h}) + d_{t+1}(1+r_{t+1,t+h}) + \dots + d_{t+h}(1+r_{t+h,t+h})$$

Con la strategia b) la somma incassata è

$$I_t(1+r_{t,t+h}).$$

Si ipotizzi per semplicità che al tempo t siano conosciuti con certezza i dividendi d_{t+i} (con $i = 0, 1, 2, \dots, t+h$) e i tassi d'interesse $r_{t,t+h}$. Conseguentemente, al tempo t sono conosciute le somme che saranno consegnate al tempo $t+h$ dalle due strategie. Siccome si è assunto inizialmente che l'investimento iniziale richiesto dalle due strategie è uguale, anche la somma certa che esse consegnano al tempo $t+h$ è identica, vale a dire:

$$f_t = I_t(1+r_{t,t+h}) - [d_t(1+r_{t,t+h}) + d_{t+1}(1+r_{t+1,t+h}) + \dots + d_{t+h}(1+r_{t+h,t+h})]$$

Questa formula definisce il prezzo teorico forward dell'indice, cioè f_t è il prezzo forward teorico. Qualora:

$$f_t > I_t(1+r_{t,t+h}) - [d_t(1+r_{t,t+h}) + d_{t+1}(1+r_{t+1,t+h}) + \dots + d_{t+h}(1+r_{t+h,t+h})]$$

un arbitraggio cash and carry sarebbe più conveniente (ossia acquistare a pronti il portafoglio sottostante vendendolo a termine e contemporaneamente

vendere allo scoperto titoli di Stato), mentre un reverse cash and carry sarebbe più opportuno nel caso in cui si verificasse la seguente situazione:

$$f_t < I_t (1+r_{t,t+h}) - [d_t (1+r_{t,t+h}) + d_{t+1} (1+r_{t+1,t+h}) + \dots + d_{t+h} (1+r_{t+h,t+h})]$$

Il modo con cui si arriva a determinare la formula del prezzo teorico forward evidenzia l'equivalenza tra una “posizione lunga” sull'indice e “corta” in forward sull'indice, da una parte, ed una “posizione lunga” in titoli di Stato dall'altra (o tra una posizione “lunga” in titoli di Stato e contratti forward sull'indice ed una posizione “lunga” sull'indice). I prezzi futures teorici possono considerarsi identici ai prezzi forward, anche se i futures presentano la complicazione del meccanismo dei margini. Pertanto, l'equivalenza tra i portafogli indicati continua a valere, anche quando si considerino futures piuttosto che forward sull'indice.

L'applicazione della formula del prezzo forward teorico nell'attività di arbitraggio concreta trova numerose complicazioni (costi di transazione, non completa prevedibilità dei dividendi e dei tassi d'interesse futuri, indivisibilità delle azioni, dei titoli di Stato, ecc.) che fanno sì che essa sia solo un'approssimazione. Malgrado ciò tale formula ha una sua applicabilità operativa. E' sufficiente che il detentore di un portafoglio azionario diversificato sappia che la copertura effettuata con futures non consente una riproduzione perfetta di un portafoglio di titoli di Stato (sicuramente meno importante rispetto ad un ribasso delle quotazioni azionarie).

Lo stock index futures si presta anche ad un uso speculativo. Un operatore sulla base delle sue aspettative sul futuro andamento del mercato azionario può acquistare o vendere contratti a termine sull'indice. Non bisogna, tuttavia, sottovalutare la pericolosità di questo strumento (la chiusura di numerose gestioni in derivati proposte da banche e sim italiane testimonia ciò).

Uno stock index futures è il Fib 30 che è un contratto a termine sul Mib 30. L'indice Mib 30 è un indice a pesi fissi basato sulle trenta azioni italiane più liquide e a più ampia capitalizzazione. La sua composizione è rivista una volta l'anno (salvo eventi straordinari). Quest'indice costituisce l'entità sottostante del Fib 30.

Per poter eseguire operazioni di compravendita è necessario depositare un margine di garanzia che non può essere inferiore al 4% del controvalore di ciascun contratto Fib 30 valorizzato al prezzo di chiusura del giorno precedente. La garanzia può essere in denaro ovvero in titoli di Stato, mentre gli eventuali reintegri devono essere fatti esclusivamente in contanti.

Le scadenze previste in un anno sono quattro, rispettivamente nel mese di marzo, giugno, settembre e dicembre, e l'ultimo giorno di contrattazione di ciascun mese di scadenza coincide con il terzo venerdì del mese solare.

Non è prevista la consegna fisica dei titoli che compongono l'indice Mib 30. Per la determinazione del valore delle posizioni contrattuali ancora aperte successivamente alla chiusura delle contrattazioni nell'ultimo giorno, si

procede al calcolo dell'indice Mib 30 considerando i prezzi d'apertura dei titoli che lo compongono.

La maggioranza delle operazioni effettuate nel mercato del Fib 30 sono di tipo speculativo. Si stima che solo il 20% del totale delle operazioni ha finalità di copertura dei rischi di portafoglio e il 10% riguarda arbitraggi. Il restante 70% degli scambi ha finalità speculativa (il 40% circa sono operazioni della durata di alcune ore o giorni e il 30% hanno durata di poche settimane o mesi).

Si consideri l'esempio di un operatore che decide di eseguire un trade sul Fib 30 della durata di pochi minuti al fine di speculare su piccoli movimenti dei corsi. L'elevato leverage, infatti, consente di ottenere buoni guadagni anche su piccole fluttuazioni di prezzo.

Alle ore 10,30 la quotazione del Fib 30 è 28250. L'operatore decide di acquistare n contratti perché pensa che la tendenza infragiornaliera dei prezzi sarà al rialzo. Pertanto alle 10,35 il trader comunica al broker di voler comprare n contratti al prezzo di 28300 on stop, stop loss a 28150 (l'uso dello stop loss è sempre consigliabile data la pericolosità di questo strumento derivato).

Il broker gli dà l'eseguito a 28305 (per semplicità assumiamo che tutti gli n contratti siano stati comprati allo stesso prezzo). Alle 10.45 il valore del Fib 30 è a 29150. A questa quotazione l'operatore ritiene opportuno chiudere il trade poiché pensa che sia vicino un movimento discendente. Pertanto,

comunica al suo broker di vendere “al meglio” i contratti precedentemente acquistati. L'ordine impartito è eseguito al prezzo di 29100.

Il profitto derivante dall'operazione è di 795 punti al lordo delle commissioni. Naturalmente, in questo esempio si è considerato il caso in cui l'aspettativa dell'operatore è corretta.

Tuttavia, qualora l'attesa si fosse verificata errata (i prezzi incominciano a scendere dopo l'esecuzione dell'ordine), la perdita dell'operatore sarebbe stata di circa 150 punti (dipende dal prezzo di vendita; comunque, salvo casi particolari, questo valore si colloca vicino allo stop loss).

4.7. Gli strumenti di analisi

Come più volte ribadito, da un punto di vista operativo, le finalità principali del futures sono quelle di copertura e speculativa. In conformità a questi fini varia l'oggetto dell'analisi che un attento operatore dovrebbe effettuare per utilizzare in modo appropriato lo strumento futures.

Per un'efficace copertura di una posizione cash si deve studiare attentamente la relazione tra prezzi spot e futures e prevederne la sua evoluzione nel futuro oltre che la volatilità, mentre per un uso speculativo è utile stimare l'andamento futuro dei prezzi del sottostante e del futures, oppure degli spread fra le quotazioni di derivati diversi.

Due strumenti idonei a svolgere queste analisi sono la statistica e l'econometria. Un appropriato utilizzo di questi strumenti d'analisi richiede un continuo studio e l'uso di metodologie che non sono sempre di facile applicazione. I risultati che si conseguono, tuttavia, anche se implicano un impegno rilevante, hanno un'utilità all'interno di un'azienda poiché permettono di ottenere dei vantaggi competitivi.

4.8. Strumenti finanziari derivati del petrolio: i futures

I derivati sono titoli che “derivano” la loro esistenza da altre attività finanziarie: in particolare, il loro valore deriva dal prezzo di mercato di un titolo sottostante. I due più noti sono indubbiamente i futures e le opzioni.

Tra i diversi fattori che concorrono al loro successo, ci sono sicuramente il fatto che consentono di ottenere una completa copertura dal rischio finanziario e di speculare per importi elevati pur investendo direttamente una cifra monetaria limitata, l'elevata liquidità e i bassi costi di transazione.

La possibilità di speculare con un patrimonio modesto per importi elevati è un vantaggio che attira soprattutto i piccoli investitori con un'alta propensione al rischio.

Il meccanismo legato alla contrattazione dei futures e delle opzioni consente infatti a quanti vogliono effettuare transazioni mediante questi strumenti di

impiegare una piccola cifra per rischiare un valore a volte molto elevato. Tale fenomeno è noto come “effetto leva”, perché equivale all’utilizzo di una leva per aumentare l’efficacia del risultato. Ovviamente, l’effetto leva viene utilizzato nella speranza che i prezzi si muovano nella direzione favorevole all’operatore.

Qualora si muovessero nella direzione inversa, l’effetto leva aumenterebbe l’ammontare delle perdite. L’effetto leva implica quindi un forte aumento della volatilità del rendimento dell’investimento.

Queste proprietà rendono i derivati particolarmente attraenti e l’enorme domanda a sua volta favorisce la liquidità del mercato (ovvero, la possibilità di effettuare una transazione al prezzo di mercato senza influire negativamente sullo stesso).

In un mercato poco liquido, infatti, un operatore che intende cedere una parte consistente dell’attività corre il rischio di eseguire la vendita a causa dello scarso numero di potenziali compratori (così come un potenziale acquirente potrà eseguire l’acquisto solo a un prezzo maggiore).

L’elevata liquidità esistente in molti mercati futures minimizza l’impatto di tale effetto al momento che una molteplicità di potenziali compratori fronteggia tanti potenziali venditori in ogni momento. La vasta liquidità ha anche l’effetto di ridurre i costi di transazione.

Il future è nato come un contratto a termine, con cui ci si impegna all'acquisto o alla vendita a termine di un bene. Anche se non è detto che lo si acquisti effettivamente.

Anzi, si compra nella speranza di vederlo salire e rivenderlo a prezzi più alti; si vende scommettendo su un ribasso, per riacquistarlo a prezzi inferiori.

Il future di Borsa in effetti non permette di entrare in possesso, dopo un certo tempo, di un determinato bene (o meglio di un certo numero di azioni). Le posizioni vengono infatti regolate solo in contanti: se prima della scadenza il prezzo è salito, si incasserà il guadagno; se il prezzo è sceso, ci si rimetterà la differenza.

Per evitare rischi di insolvenza è stabilito il versamento di un “margine iniziale” (per il future sull'indice S&P/Mib è stabilito nel 7,5% del valore del future, anche se per prudenza le banche fanno generalmente versare ai risparmiatori un margine di almeno il 10%) così da dimostrare che si è preparati a far fronte alle perdite.

Sul future, le sorprese sono all'ordine del giorno, e bisogna dunque ridurre al minimo il rischio che qualche investitore non sia in grado di far fronte alle proprie perdite. Per questo si è introdotto il meccanismo del mark to market: anche se il contratto future scade dopo 3 mesi, ogni giorno bisogna mettere sul piatto i soldi che si rischia di perdere.

Chi vuole investire in prima persona deve conoscere i segreti dei futures. Ad esempio se un investitore vuole comprare un future sul petrolio scambiato al

Nymex e la dimensione del contratto è di mille barili, per acquistarlo dovrà versare un initial margin (stabilito dalla Borsa) di 3.375 dollari. Il margine di mantenimento, anch'esso stabilito dal Nymex, è di 2.500 dollari. Ipotizziamo che la quotazione del petrolio nel momento in cui abbiamo comprato il future sia di 22 dollari.

Se il prezzo del petrolio scende a 21,50 dollari, il valore del suo contratto diminuirà di 500 dollari (50 cents per mille barili) a 2.865 dollari, livello ancora superiore al margine di mantenimento.

Se il prezzo del petrolio scende a 21 dollari, il valore del future in questione scenderà di mille dollari (1 dollaro per mille barili) a 2.375 dollari livello inferiore al margine di mantenimento. A questo punto si dovrà versare sul conto la cifra necessaria per ripristinare il margine iniziale di 3.375 dollari (quindi occorre versare mille dollari).

I contratti di opzione consentono invece a chi li compra di stimare in anticipo la perdita potenziale se il mercato andrà nella direzione opposta a quella sperata.

Il segreto sta nel fatto che chi compra un'opzione acquista un diritto, ma non ha alcun obbligo. L'opzione è infatti la facoltà di acquistare o di vendere, entro una certa data, una certa merce a un prezzo prefissato. Se alla scadenza dell'opzione non si ritiene il prezzo conveniente, basta lasciar scadere l'opzione senza esercitarla, la perdita di conseguenza è limitata al prezzo pagato inizialmente per comprarla.

Il settore energetico, vero protagonista dell'economia mondiale, risulta essere una delle maggiori voci di spesa nei bilanci economici; l'importanza e la criticità del petrolio ne fa una risorsa altamente speculativa.

Quando si parla di petrolio, si fa riferimento non al petrolio che viene scambiato, ma ai “futures” con consegna il mese successivo a quello corrente.

I futures sul petrolio sono contratti attraverso cui il “seller”, ossia il venditore, si impegna a consegnare una determinata quantità di petrolio, a un prezzo prestabilito e ad una data già fissata, al compratore. Alla base dei futures sul petrolio, dunque, come in ogni altro contratto di futures esistente sui mercati, c'è un accordo su un bene che sarà consegnato solo in futuro a condizioni prestabilite.

I contratti in questione vengono scambiati solo all'interno di mercati regolamentati, in cui la liquidazione della somma viene effettuata ogni giorno, tenendo conto del valore corrente stabilito dal mercato di riferimento. Ogni contratto è relativo a una somma minima di mille barili di petrolio.

I mercati principali in cui questi contratti vengono scambiati sono diversi, ma i principali sono sostanzialmente due: l'International Petroleum Exchange (IPE) di Londra dove viene scambiato il Brent (che è il greggio di riferimento europeo) e il Nymex a New York per il West Texas Intermediate (Wti).

Il motivo per cui esistono diversi mercati in cui viene quotato il petrolio deriva proprio dalla diversa qualità del greggio stesso; il barile che viene scambiato a New York è, per esempio, di qualità e composizione diversa

rispetto a quello scambiato a Londra; si parla, nel caso del petrolio del Nymex, di “light, sweet crude”, che letteralmente significa "petrolio leggero e dolce". Per petrolio “dolce” si intende generalmente quello che ha un basso contenuto di zolfo.

A rendere la suddivisione del mercato ancora più parcellizzata, esiste anche l'Opec basket price, ossia un “paniere” a cui fa riferimento direttamente l'Organization of Petroleum Exporting Countries, ossia l'Opec.

L'Opec dispone dunque di un proprio prezzo, che è calcolato come media di sette prezzi diversi. Lo scopo dell'Opec è quello di fare in modo che la media oscilli all'interno di una forchetta compresa tra 22 e 28 dollari (ma adesso siano arrivati a 40 anche per il paniere Opec).

Il valore dei contratti sul petrolio (o futures sul petrolio appunto) è determinato non dall'Opec, ma dall'incontro della domanda e dell'offerta; il meccanismo è insomma quello che si verifica di norma all'interno di ogni mercato. Ma è anche vero che l'Opec, in quanto Cartello dei maggiori Paesi produttori di petrolio, gioca un ruolo molto importante, incidendo sulla produzione di greggio per circa il 39%, e detenendo più di due terzi delle riserve di petrolio esistenti al mondo.

Il prezzo del Brent è comunque stabilito quotidianamente dal livello della domanda presente sui mercati, e dal corrispondente livello di offerta da parte di quei trader che decidono di offrire determinate quantità di greggio.

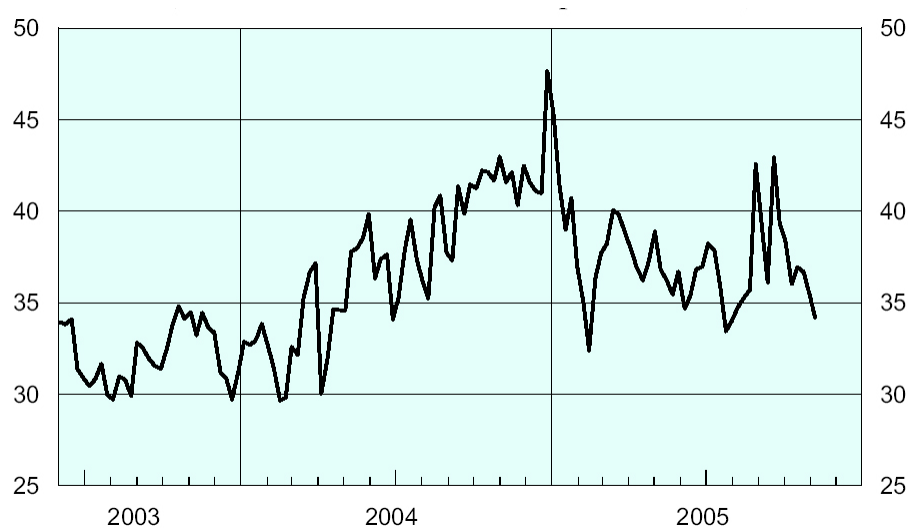
I fattori psicologici, così come negli altri mercati, anche qui giocano un ruolo determinante. Gli esperti sono infatti concordi nel sottolineare che, ai livelli correnti, il barile non rispecchia i fondamentali dell'industria, a causa dei timori dei trader, e delle loro speculazioni, che stanno facendo lievitare le quotazioni.

Per prevedere l'evoluzione del prezzo del petrolio nel breve termine è consuetudine utilizzare il profilo indicato dai prezzi del futures. Negli ultimi anni questi ultimi hanno sistematicamente sottostimato il prezzo spot alla scadenza, in misura crescente quanto più lontano è l'orizzonte considerato. Tale distorsione, che incorpora un premio per il rischio, è divenuta assai significativa tra il 1996-2004 (circa 4-5 dollari sull'orizzonte dei 12 mesi), riflettendo una più efficiente gestione delle scorte.

Una recente analisi econometrica ha mostrato che la capacità previsiva dei prezzi futures (contratti relativi alla qualità WTI) può essere migliorata facendo ricorso a informazioni desumibili da indicatori del ciclo economico statunitense; l'entità del miglioramento può essere valutata confrontando le previsioni a 12 mesi desunte nel settembre 2003 dalle quotazioni dei futures con quelle ottenute utilizzando anche gli indicatori ciclici. A fronte di un prezzo i spot di circa 30 dollari al barile, i futures prevedevano una riduzione a circa 26 nel settembre 2004, mentre la previsione "aggiustata" indicava un incremento a 38 dollari; il prezzo spot effettivamente realizzato in quel mese è stato pari a circa 45 dollari.

Si riportano di seguito le fig. 1 e 2 con dati relativi a novembre 2005:

Figura 1 – Volatilità implicita nelle operazioni sui futures a un mese del
petrolio (1) - (dati settimanali; valori percentuali)

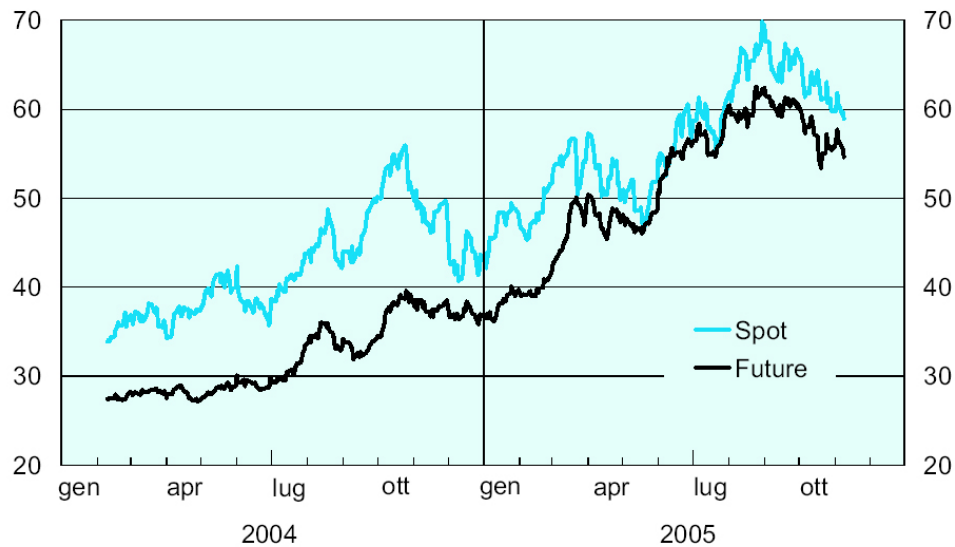


Fonte: elaborazioni sui dati Bloomberg

(1) media delle volatilità implicite nelle opzioni put e call sui futures a un mese quotate al New York Mercantile Exchange. L'ultimo dato è riferito alla settimana terminante l'11 novembre 2005.

Figura 2 - **PETROLIO: PREZZI SPOT E FUTURE AL 2010 (1)**

(dati giornalieri; dollari per barile)



Fonte: elaborazioni su dati Bloomberg

(1) Qualità WTI. L'ultimo dato disponibile si riferisce all'11 novembre 2005

Nel 2004, a fronte di un andamento della domanda più sostenuto dell'atteso, la volatilità implicita nelle opzioni con scadenza ad un mese scambiate presso il NYMEX è aumentata di circa 17 punti percentuali, al 48 per cento. Nei primi sette mesi del 2005, grazie anche alla correttezza con cui era stata prevista l'evoluzione della domanda di petrolio, la volatilità è diminuita al 33 per cento. E' tornata ad aumentare, temporaneamente, in settembre, superando il 40 per cento, per effetto dei danni causati dagli uragani.

Previsioni a più lungo termine, desumibili dai contratti futures sulla qualità WTI con scadenza 2010, indicano che i prezzi del petrolio si manterrebbero per tutto il decennio in corso su valori prossimi a quelli attuali. Il prezzo a termine, che nella prima metà del 2004 era rimasto sostanzialmente stabile intorno a 27 dollari al barile (valore ritenuto di riferimento per le aspettative di lungo periodo), aveva registrato nella seconda parte dell'anno un progressivo incremento fino a 37 dollari in dicembre; nel 2005 ha continuato ad aumentare pressoché ininterrottamente, collocandosi a 55 dollari alla fine della prima decade di novembre.

Il prezzo dei futures è in dollari con un quantitativo minimo (trading unit) di 1000 barili. Le quotazioni dei futures al New York Mercantile Exchange con consegna giugno 2012 danno il prezzo del petrolio a circa 96,85 dollari/barile con previsioni a 1 anno di 111 dollari/barile.

CONCLUSIONI

Il petrolio sembra spingere i Paesi dominanti, che rifiutano di cambiare il loro stile di vita, a condurre guerre di conquista, con il solo obiettivo di assicurarsi la disponibilità di questa risorsa a prezzi accettabili e la guerra in Iraq ne è un esempio. Infatti, è proprio in Iraq che oggi sono localizzate la maggiori risorse mondiali di petrolio; qui il greggio è facilmente accessibile e di ottima qualità.

Con il pretesto della questione nucleare o del finanziamento del terrorismo, altri Paesi, come l'Iran e L'Arabia Saudita, potrebbero subire la stessa sorte dell'Iraq.

Con questo lavoro ho voluto fare un percorso storico/politico/economico su un argomento complesso come il petrolio. Tante previsioni e teorie in merito, nonostante la certezza che il greggio sia destinato all'esaurimento, non risolvono il problema contingente.

L'Italia non è un produttore di petrolio, soltanto in Lucania se ne produce un po', tuttavia il nostro Paese riesce, con le sue capacità professionali, ad essere leader nel mondo in un settore con una concorrenza elevatissima e questo grazie all'Eni, che è il nostro fiore all'occhiello in questo campo.

Bibliografia

- BAER, Robert, “Dormire con il diavolo. Come Washington ha venduto l’anima per il petrolio dell’Arabia Saudita”, Piemme, 2006.
- BAGNATO, Bruna, “Petrolio e politica. Mattei in Marocco”, Firenze Polistampa, 2004.
- Banca d’Italia, “Il mercato del petrolio”, Bollettino Economico n.43, Roma 2004.
- Banca d’Italia, “Recenti andamenti del mercato del petrolio”, Bollettino Economico n. 45, Roma 2005.
- BARDI, U., “La fine del petrolio”, Editori Riuniti, Roma, 2003.
- BERNABE’, F., “L’impatto della crescita della Cina sul resto del mondo”, Roma, 2005.
- BIANCOTTI, Augusto, BIANCOTTI, Claudia, “Geopolitica del petrolio”, World in progress BEM, 2004.
- BLANCHARD, Roger D., “The future of global oil production facts, figures, trends and projections, by region” 2005.
- BON, Alessandro, “Gocce d’acqua in un mare di petrolio”, Progetto Cultura, 2005.
- BONGIORNI, R., “Energia, i nuovi attori del palcoscenico globale”, Il Sole 24 Ore, 16 marzo 2004.

- CERIMELE, Michela, “Petrolio e geopolitica nella regione del Mar Caspio”, in Mezzo mondo in rete, 2003.
- CLO’, A., “Economia e Politica del petrolio” Editrice Compositori, Bologna, 2002.
- CORAZZA, Cristina, “Oro nero, conti in rosso. Come sta cambiando il grande gioco del petrolio”, Milano, Il Sole 24 Ore libri, 2005.
- CORM, Georges, “Petrolio e rivoluzione. Il Vicino Oriente negli anni d’oro”, Jaca Book, 2005.
- DI BENEDETTO, Fabio, “I mercati del petrolio e la loro volatilità”, Milano, Angeli 2001.
- EMILIANI, Marcella, “Petrolio, forze armate e democrazia. Il caso Nigeria”, Carocci, 2004.
- ENDERLIN, Serge, MICHEL, Serge, WOODS, Paolo, “Pianeta petrolio. Sulle rotte dell’oro nero”, Milano, Il Saggiatore, 2004.
- FAIOLA, Toyin, GENOVA, Ann, “The politics of the global oil industry an introduction”, 2005.
- FERRAINO, G., “Petrolio , l’assalto degli speculatori”, Corriere della Sera, 23 aprile 2004.
- FERRAINO, G., “Petrolio, siamo a caccia di giacimenti”, Corriere della Sera, 15 agosto 2004.
- FUBINI, F., “Ma i prezzi rimarranno su livelli elevati”, Corriere della Sera, 2 novembre 2004.

- GALLI, Giorgio, “Enrico Mattei: petrolio e complotto italiano”, Milano, Baldini Castaldi Dalai, 2005.
- GALLINO, Luciano, “La scomparsa dell’Italia industriale”, Einaudi, 2003.
- GALLO, Gianni, “Sabbia e petrolio. Storie di vita e di morte nei campi di petrolio nel Sahara”, Croce Libreria, 2004.
- GOODSTEIN, David, “Out of gas: The end of the Age of Oil”, W.W. Norton & C, 2004, trad. It. “Il mondo in riserva”, Università Bocconi Editore, Milano 2004.
- HEINBERG, Richard, “La festa è finita. La scomparsa del petrolio, le nuove guerre, il futuro dell’energia”, Fazi, 2004.
- JAFFE, Hosea, “L’imperialismo dell’auto. Auto + petrolio = guerra”, Jaca Book, 2004.
- JEAN, C., “Geopolitica dell’energia”, Convegno Fondazione Ideazione, Bari, 27 settembre 2002.
- KING, John, “Oil and the Middle East”, 2005.
- LAGRANGE, Bernard, “Il biogas – I rifiuti animali e umani come fonte di energia- Principi e tecniche di utilizzazione”, Longanesi&C., 1979.
- LIVIGNI, Benito, “Le guerre del petrolio. Strategie, potere, nuovo ordine mondiale”, Editori Riuniti, 2004.
- LOMARTIRE, Carlo M., “Mattei. Storia dell’italiano che sfidò i signori del petrolio”, Milano, Mondadori, 2004.

- MACCIO', Marco, "Islam e petrolio. L'intricato nodo mediorientale", Rubbettino, 2005.
- MAUGERI, L., "Petrolio", Sperling & Kupfer, Milano, 2001.
- MINCATO, V., "La liberalizzazione del mercato del gas europeo e il suo effetto sulla stabilità del mercato e sugli investimenti", Opec International Seminar, Wien 16 settembre 2004.
- MORANDI, Sabina, "Petrolio in paradiso", Ponte alle Grazie, 2005.
- NOSARI, Alberto, "L'Eni resiste ai caos petroliferi", La Repubblica, Affari & Finanza, Gruppo Espresso, Milano, 7 Maggio 2012.
- PAGANETTO, L., "La questione energetica", Donzelli Editore, Roma, 2004.
- PAOLINI, Michele, "Breve storia dell'impero del petrolio", Manifesto libri, 2003.
- PARRA, Francisco, "Oil politics a modern History of Petroleum", 2003.
- PASOLINI, P. Paolo, "Petrolio", Mondadori, 2005.
- PIETROGRANDE P., MASULLO, A., "Energia verde per un paese rinnovabile", Franco Muzzio Editore, Roma 2003.
- RASHID, Ahmed , "Talebani – Islam, petrolio e il grande scontro in Asia centrale", Feltrinelli, 2001.
- ROBERTS, Paul, "Dopo il petrolio – Sull'orlo di un mondo pericoloso", Gli struzzi Einaudi, 2005.
- SHAN, Sonia, "Oro nero. Breve storia del petrolio", Mondadori, 2005.

- SYLOS LABINI, Stefano, “Il cambio dollaro/euro, il prezzo del petrolio e la Banca Centrale Europea, in *Moneta e Credito*”, vol. 53, n. 211, 2000.
- SILVESTRONI, Paolo, “Fondamenti Chimica” es. Masson – Veschi, 1996.
- SIMMONS, Matthew, “Twilight in the desert. The coming Saudi oil shock and the world economy”, John Wiley & Sons, Inc.
- TESTA, C., “Pro e contro del nucleare”, *Astenia*, n.27, 2005.
- UGOLINI, Giorgio, “Il petrolio e noi (rist. anast. Roma, 1\924)”, Luiss University Press, 2004.
- VALORI, G.E., “Petrolio: la nuova geopolitica del potere”, *Excelsior* 1881, Milano, Maggio 2011.
- VERRASTRO, Donato, “Il petrolio: una sfida per il futuro” in “L’età contemporanea”, vol. 4.
- ZORZOLI, G.B., “Petrolio, alternative a confronto”, *Qualenergia*, n. 1, 2005.

Sitografia

- bardi@unifi.it
- <http://www.ambientediritto.it> mercato petrolio geopolitica
- <http://www.api.org>
- <http://www.arpel.org/index.html>
- <http://www.aip.com.au>
- <http://www.assopetroli.it>
- <http://www.bancaditalia.it>
- <http://www.bnl.it>
- <http://www.cnnitalia.it>
- <http://www.concawe.org>
- <http://www.ecotrasporti.it>
- <http://www.energyinst.org.uk>
- <http://www.energoclu.it>
- <http://www.enel.it>
- <http://www.eni.it>
- http://europa.eu.int/institutions/council/index_it.htm
- <http://www.focuseconomia.it>
- <http://www.geologia.com>
- <http://www.iea.org>
- <http://www.ifp.fr>

- <http://www.ilsole24ore.it>
- <http://www.oecd.org>
- <http://www.ogp.org.uk>
- <http://www.opec.org>
- http://www.paj.gr.jp/index_e.html
- <http://www.world-petroleum.org>
- <http://www.treccani.it/site/Scuola/Zoom/petrolio/galimberti.htm>
- <http://www.unione petrolifera.it>